

**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации**

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение

высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Инженерная школа информационных технологий и робототехники

Направление подготовки 15.03.04 «Автоматизация технологических процессов и производств»

Отделение автоматизации и робототехники

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
Модернизация автоматизированной системы установки стабилизации нефти

УДК 681.586-048.35:665.625.6.05

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3–8Т31	Шиповалов Александр Александрович		

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Руководитель ВКР	Семенов Николай Михайлович			
Руководитель ООП	Воронин Александр Васильевич	доцент, к.т.н.		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший Преподаватель ШИП	Шаповалова Наталья Владимировна			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ИШХБМТ	Невский Егор Сергеевич			

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Руководитель ОАР	Леонов Сергей Владимирович	доцент, к.т.н.		

Томск – 2018 г.

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Профессиональные компетенции</i>	
P1	Демонстрировать базовые естественнонаучные и математические знания для решения научных и инженерных задач в области анализа, синтеза, проектирования, производства и эксплуатации систем автоматизации технологических процессов и производств. Уметь сочетать теорию, практику и методы для решения инженерных задач, и понимать область их применения
P2	Иметь осведомленность о передовом отечественном и зарубежном опыте в области теории, проектирования, производства и эксплуатации систем автоматизации технологических процессов и производств.
P3	Применять полученные знания для определения, формулирования и решения инженерных задач при разработке, производстве и эксплуатации современных систем автоматизации технологических процессов и производств с использованием передовых научно–технических знаний и достижений мирового уровня, современных инструментальных и программных средств.
P4	Уметь выбирать и применять соответствующие аналитические методы и методы проектирования систем автоматизации технологических процессов и обосновывать экономическую целесообразность решений.
P5	Уметь находить необходимую литературу, базы данных и другие источники информации для автоматизации технологических процессов и производств.
P6	Уметь планировать и проводить эксперимент, интерпретировать данные и их использовать для ведения инновационной инженерной деятельности в области автоматизации технологических процессов и производств.
P7	Уметь выбирать и использовать подходящее программно–техническое оборудование, оснащение и инструменты для решения задач автоматизации технологических процессов и производств.
<i>Универсальные компетенции</i>	
P8	Владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде с пониманием культурных, языковых и социально – экономических различий.
P9	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя группы с ответственностью за риски и работу коллектива при решении инновационных инженерных задач в области автоматизации технологических процессов и производств, демонстрировать при этом готовность следовать профессиональной этике и нормам.
P10	Иметь широкую эрудицию, в том числе знание и понимание современных общественных и политических проблем, вопросов безопасности и охраны здоровья сотрудников, юридических аспектов, ответственности за инженерную деятельность, влияния инженерных решений на социальный контекст и окружающую среду.
P11	Понимать необходимость и уметь самостоятельно учиться и повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.



**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации**

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа информационных технологий и робототехники  
Направление подготовки 15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств  
Отделение автоматизации и робототехники

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
(Подпись) (Дата) Воронин А.В.  
(Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:  
Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3–8Т31	Шиповалову Александру Александровичу

Тема работы:

<b>Модернизация автоматизированной системы установки стабилизации нефти</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	19.09.2018г., №8475/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>  <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Объектом исследования является установка стабилизации нефти. Режим работы – непрерывный.
--	--

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>1 Описание технологического процесса 2 Выбор архитектуры АС 3 Разработка структурной схемы АС 4 Функциональная схема автоматизации 5 Разработка схемы информационных потоков АС 6 Выбор средств реализации АС 7 Разработка схемы соединения внешних проводок 8 Выбор (обоснование) алгоритмов управления АС 9 Разработка экранных форм АС</p>
<p><b>Перечень графического материала</b></p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>1 Функциональная схема технологического процесса, выполненная в Visio 2 Перечень входных/выходных сигналов ТП 3 Схема соединения внешних проводок, выполненная в Visio 4 Схема информационных потоков 5 Структурная схема САР локального технологического объекта. Результаты моделирования (исследования) САР в MatLab 6 Алгоритм сбора данных измерений. Блок схема алгоритма 7 Дерево экранных форм 8 SCADA–формы экранов мониторинга и управления диспетчерского пункта 9 Обобщенная структура управления АС 10 Трехуровневая структура АС</p>

#### Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Старший преподаватель ШИП Шаповалова Наталья Владимировна
Социальная ответственность	Ассистент ИШХБМТ Невский Егор Сергеевич

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
--	--

#### Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОАР	Семенов Николай Михайлович			

#### Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т31	Шиповалов Александр Александрович		

# Министерство науки и высшего образования Российской Федерации

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования

## «НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Инженерная школа информационных технологий и роботехники  
Направление подготовки 15.03.04 Автоматизация технологических процессов  
и производств

Уровень образования – бакалавр

Отделение автоматизации и робототехники

Период выполнения – весенний семестр 2018 учебного года

Форма представления работы:

бакалаврская работа

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ–ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	Основная часть	60
	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
	Социальная ответственность	20

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОАР	Семенов Николай Михайлович			

СОГЛАСОВАНО:

Должность	ФИО	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
Руководитель ООП	Воронин Александр Васильевич	доцент, к.т.н.		

## Реферат

Пояснительная записка содержит 77 страницы машинописного текста, 13 таблиц, 13 рисунков, 1 список использованных источников из 16 наименований, 8 приложений.

Объект исследования – установка стабилизации нефти.

Цель работы – разработка автоматизированной системы управления установкой стабилизации нефти с использованием ПЛК, на основе выбранной SCADA-системы.

В данном проекте была разработана система контроля и управления технологическим процессом на базе промышленного контроллера Honeywell ML200, с применением SCADA-системы GENESIS32.

Разработанная система может применяться в системах контроля, управления и сбора данных на различных промышленных предприятиях. Данная система позволит снизить технико-экономические затраты на производстве, при этом повысив точность и надежность измерений, а также сократить риски возникновения аварийных ситуаций на производстве.

Ключевые слова: стабилизация нефти, ректификация, автоматизация, SCADA, ПЛК, Honeywell, АСУ ТП, КИПиА.

## Содержание

<u>Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки</u> .....	10
<u>Введение</u> .....	12
<u>1. Техническое задание</u> .....	13
<u>1.1 Задачи и цели создания АСУ ТП</u> .....	13
<u>1.2 Назначение и состав УСН</u> .....	13
<u>1.3 Требования к системе</u> .....	14
<u>1.4 Требования к техническому обеспечению</u> .....	15
<u>1.5 Требования к метрологическому обеспечению</u> .....	15
<u>1.6 Требования к математическому обеспечению</u> .....	15
<u>1.7 Требования к информационному обеспечению</u> .....	15
<u>2. Основная часть</u> .....	16
<u>2.1 Описание технологического процесса</u> .....	16
<u>2.2 Разработка структурной схемы АС</u> .....	19
<u>2.3 Функциональная схема автоматизации</u> .....	20
<u>2.4 Разработка схемы информационных потоков</u> .....	21
<u>2.5 Выбор средств реализации УСН</u> .....	23
<u>2.5.1 Выбор контроллерного оборудования</u> .....	24
<u>2.5.2 Выбор датчиков</u> .....	25
<u>2.5.2.1 Датчик перепада давления</u> .....	25
<u>2.5.2.2 Датчик температуры</u> .....	27
<u>2.5.2.3 Выбор уровнемера</u> .....	29
<u>2.5.2.4 Преобразователь частоты</u> .....	30
<u>2.5.3 Нормирование погрешности канала измерения</u> .....	32
<u>2.5.4 Выбор исполнительных механизмов</u> .....	33
<u>2.6 Разработка схемы внешних проводок</u> .....	35

2.7	<u>Разработка алгоритмов управления АС УСН</u>	35
2.7.1	<u>Алгоритм сбора данных измерений</u>	36
2.7.2	<u>Алгоритм автоматического регулирования температуры верха колонны стабилизации</u>	36
2.7.2.1	<u>Разработка модели САУ частотным приводом</u>	37
2.7.2.2	<u>Моделирование функциональной схемы на ЭВМ</u>	38
2.8	<u>Экранные формы АС УКПН</u>	39
3.	<u>Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности</u>	41
3.1	<u>Потенциальные потребители результатов исследования</u>	42
3.2	<u>Планирование научно-исследовательских работ</u>	44
3.3	<u>Бюджет научно-технического исследования</u>	48
3.4	<u>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</u>	51
4	<u>Социальная ответственность</u>	56
4.1	<u>Анализ вредных факторов</u>	59
4.1.1	<u>Повышенный уровень шума</u>	59
4.2	<u>Анализ опасных факторов</u>	60
4.2.1	<u>Электробезопасность</u>	60
4.3	<u>Экологическая безопасность</u>	62
4.4	<u>Безопасность в ЧС</u>	62
4.5	<u>Особенности законодательного регулирования проектных решений</u>	64
	<u>Заключение</u>	67
	<u>Список используемых источников</u>	68
	<u>Приложение А</u>	70
	<u>Приложение Б</u>	71
	<u>Приложение В</u>	72
	<u>Приложение Г</u>	73
	<u>Приложение Д</u>	74



<u>Приложение Е</u> .....	75
<u>Приложение Ж</u> .....	76
<u>Приложение З</u> .....	77

## Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

### Определения

**автоматизированная система (АС)** – комплекс аппаратных и программных средств, предназначенный для управления различными процессами в рамках технологического процесса.

**интерфейс (RS-232C, RS-422, RS-485, CAN)** – совокупность средств (программных, технических, лингвистических) и правил для обеспечения взаимодействия между различными программными системами, между техническими устройствами или между пользователем и системой.

**видеокадр:** область экрана, которая служит для отображения мнемосхем, трендов, табличных форм, окон управления, журналов и т.п.

**мнемосхема:** представление технологической схемы в упрощенном виде на экране АРМ.

**мнемознак:** представление объекта управления или технологического параметра (или их совокупности) на экране АРМ.

**интерфейс оператора:** совокупность аппаратно-программных компонентов АСУ ТП, обеспечивающих взаимодействие пользователя с системой.

**профиль АС:** определяется как подмножество и/или комбинации базовых стандартов информационных технологий и общепринятых в международной практике фирменных решений (Windows, Unix, Mac OS), необходимых для реализации требуемых наборов функций АС.

**протокол (CAN, OSI, ProfiBus, Modbus, HART и др.):** набор правил, позволяющий осуществлять соединение и обмен данными между двумя и более включёнными в соединение программируемыми устройствами.

**технологический процесс (ТП):** последовательность технологических операций, необходимых для выполнения определенного вида работ.

**архитектура автоматизированной системы:** набор значимых решений по организации системы программного обеспечения, набор структурных элементов и их интерфейсов, при помощи которых komponуется АС.

**OPC-сервер:** программный комплекс, предназначенный для автоматизированного сбора технологических данных с объектов и предоставления этих данных системам диспетчеризации по протоколам стандарта OPC.

**тег:** метка как ключевое слово, в более узком применении идентификатор для категоризации, описания, поиска данных и задания внутренней структуры.

**modbus:** коммуникационный протокол, основанный на архитектуре «клиент-сервер».

### **Обозначения и сокращения**

OSI (Open Systems Interconnection) – Эталонная модель взаимодействия открытых информационных систем;

PLC (Programmable Logic Controllers) – Программируемые логические контроллеры (ПЛК);

HMI (Human Machine Interface) –Человеко-машинный интерфейс;

OPC (Object Protocol Control) – протокол для управления процессами;

IP (International Protection) – Степень защиты;

АЦП – аналого-цифровой преобразователь;

ЦАП – цифро-аналоговый преобразователь;

КИПиА– контрольно-измерительные приборы и автоматика;

УСН – установки стабилизации нефти.

## **Введение**

В настоящей работе рассматривается модернизация автоматизированной системы установки стабилизации нефти.

Актуальность работы является без сомнений, так как поддержание важных технологических процессов при комплексной подготовки нефти является особо важным. Зачастую, на первом этапе при фонтанирующей скважине откачка нефти идет без примеси воды, но на последующие этапах, для более эффективного использования скважины добавляют воду, поэтому нефть необходимо очистить и осушить. Около 60-70% всей нефти добывают в обводненном состоянии. При этом важным аспектом является, что как правило пластовая вода, которая поступает из скважин разных месторождений отличается как по химическому, так и по биологическому составу. Также стоит обратить внимание на то, что наличие воды в нефти, повышает стоимость ее транспортировки.

В этой связи, в выпускной квалификационной работе решаются задачи автоматизации технологического процесса блока стабилизации установки комплексной подготовки нефти.

## **1. Техническое задание**

### **1.1 Задачи и цели создания АСУ ТП**

АСУ ТП предназначена для автоматического и автоматизированного управления технологическим оборудованием в масштабе реального времени в соответствии с регламентом безопасного ведения технологического процесса.

Основные цели создания АСУ ТП:

- обеспечение устойчивости функционирования и оперативное управление ТП;
- повышение надежности системы, а также минимизация возможности возникновения тяжелых аварий, снижение влияния человеческого фактора;
- улучшение технико-экономических показателей работы производства;
- улучшение информационной осведомлённости, а также условий труда технологического и эксплуатационного персонала.

### **1.2 Назначение и состав УСН**

Перечень функций для выполнения которых предназначена АСУ ТП УСН:

- контроль параметров ТП;
- управление оборудованием;
- осуществление автоматического регулирования и ПАЗ;
- визуализация хода ТП в реальном времени;
- обмен технологической информацией между АСУ ТП УСН и системой управления удаленным узлом учета нефти.

В системе должна быть предусмотрена возможность вмешательства оператора УСН в ход ТП посредством подачи управляющих команд с АРМ оператора.

В состав технологического оборудования УКПН входят:

- теплообменники (2 шт.);
- горизонтальный отстойник для обезвоживания нефти;

- шаровые отстойники обессоливания;
- буферная емкость;
- насосы для подачи нефти на колонну (3 шт.);
- печь беспламенного горения;
- стабилизационная колонна;
- аппарат воздушного охлаждения;
- сепаратор;
- бензиновые насосы;
- буферная емкость для ШФЛУ;
- горизонтальные емкости, в которых происходит отделение несконденсировавшихся газов и воды.

### **1.3 Требования к системе**

Система должна иметь трёхуровневую иерархическую структуру:

- нижний уровень, на котором размещаются приборы КИПиА и исполнительные механизмы, включающий в себя:
  - датчики температуры;
  - датчики давления;
  - датчик уровня;
  - кабельное и дополнительное оборудование.
- средний уровень, на котором осуществляется сбор данных с нижнего уровня, а также выдача управляющих воздействий на исполнительные механизмы, состоящий из интерфейсных линий связи;
- верхний уровень, на котором осуществляется сбор и обработка (в том числе масштабирование) данных с локальных контроллеров, синхронизация всех подсистем, а также формирование отчётной документации и предоставление интерфейса непосредственного взаимодействия с оператором АСУ, включает в себя автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора.

### **1.4 Требования к техническому обеспечению**

Допустимый диапазон рабочих температур, для оборудования, устанавливаемого на открытых площадках: от  $-50^{\circ}\text{C}$  до  $+50^{\circ}\text{C}$ . Предел уровня влажности должен составлять не менее 80 %, при температуре  $35^{\circ}\text{C}$ .

Программно–технический комплекс АС должен иметь модульную структуру, чтобы обеспечивать возможность наращивания и модернизации системы, а также иметь резерв по вход/выходным каналам не менее 20 %.

Датчики, которые будут использоваться в системе, должны иметь взрывозащищённое исполнение.

Степень защиты технических средств от пыли и влаги не менее IP56.

### **1.5 Требования к метрологическому обеспечению**

Основная относительная погрешность измерений датчиков давления, должна быть менее 1%.

Основная относительная погрешность измерений датчиков температуры, должна быть менее 0,2%.

Для узла измерения уровня нефти в резервуаре необходимо использовать радарный уровнемер, основная погрешность измерения которого должна быть менее 0,125%.

### **1.6 Требования к математическому обеспечению**

Математическое обеспечение АС должно быть представлено в виде совокупности алгоритмов и математических методов обработки информации, которые при создании и эксплуатации АС и позволяли бы реализовывать все компоненты АС средствами единого математического аппарата.

### **1.7 Требования к информационному обеспечению**

Средства информационного обеспечения должны включать в себя:

- унифицированную систему электронных документов, которая может быть выражена в виде набора форм статистической отчетности;
- распределенную структурированную базу данных (БД), которая должна осуществлять хранение системы объектов;
- средства ведения и управления базами данных.

## **2. Модернизация автоматизированной системы установки стабилизации нефти**

Автоматизированная система управления технологическими процессами установки стабилизации нефти (УСН) осуществляет следующие функции:

- автоматизированный контроль и управление в реальном времени технологическим процессом УСН, в результате чего обеспечивается устойчивость качества и непрерывность работы с минимальными производственными затратами;
- противоаварийная автоматическая защита (ПАЗ) технологических процессов и оборудования;
- снабжение производственного рабочего персонала необходимой информацией о ходе технологического процесса, благодаря которой обеспечивается своевременное планирование, анализ и контроль производственно-хозяйственной деятельности предприятия.

Реализация вышеописанных функций становится возможной благодаря получению оперативной, достоверной и достаточной информации об объекте управления.

Функциональная схема автоматизации приведена в приложении А.

### **2.1 Описание технологического процесса**

На установках подготовки нефти осуществляется обезвоживание, обессоливание и стабилизация.

Стабилизация нефти подразумевает отделение от нефти летучих углеводородов, растворимых сопутствующих газов (сероводород, углекислый газ, азот), что, в свою очередь, сокращает потери нефти от испарения, также уменьшается коррозия технологического оборудования при транспортировке нефти от месторождения до нефтеперерабатывающего завода.

Как правило, выделяют следующие виды стабилизации нефти:



1. горячая вакуумная сепарация;
2. ректификация.

Вид стабилизации нефти выбирается индивидуально для каждого месторождения, принимая во внимание дебит скважины, количество содержащихся легких углеводородов, технологический процесс сбора нефти, а также экономический фактор с изменением стабилизации нефти.

В нашей работе рассматривается стабилизация нефти ректификацией.

Стабилизация нефти ректификацией подразумевает собой, что нефть подвергается процессу ректификации, идет четкое отделение углеводородов, за счет чего и достигается необходимая глубина стабилизации.

Технологическая схема УКПН с ректификацией приведена на рис. 1.

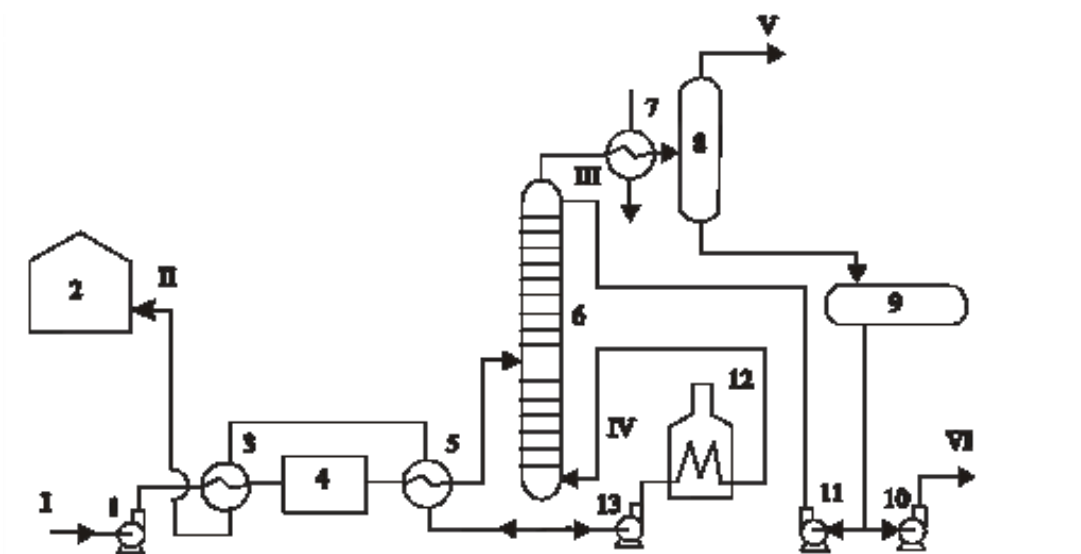


Рис. 1 – Технологическая схема стабилизации нефти ректификацией

Сырую нефть (I) перекачивают через теплообменник 3 насосом 1, далее нефть поступает на блок обезвоживания и обессоливания 4, затем нефть идет на стабилизацию. Нефть после обезвоживания и обессоливания 4 подвергается нагреву в теплообменнике 5 (рабочая температура 150 – 200 °С), при помощи тепла, выделяемого потоком стабильной нефти, одновременно нефть частично испаряется, а затем в 2-х фазном состоянии транспортируется в питательную секцию ректификационной колонны 6.

Ректификация представляет собой многократный процесс испарения и конденсации углеводородов, который проходит на специализированных устройствах – ректификационных тарелках. Необходимым условием процесса является наличие двух встречных потоков в колонне, жидкого и парового, которые создают разность температур при смене одной тарелки на другую. Жидкий поток направлен сверху вниз колонны за счет подачи на верхнюю тарелку холодного орошения.

Для холодного орошения применяют сконденсированную часть верхнего продукта, которая выходит из верхней части ректификационной колонны, которая является равновесным по составу с основным продуктом. Нефтяные пары, которые выходят в верхней части ректификационной колонны 6, охлаждают в холодильнике 7, а отделение углеводородного конденсата III, собирающегося в сборнике конденсата 9 происходит в сепараторе 8, после чего насосом 11 идет откачка в верхнюю часть ректификационной колонны 6. Паровое орошение IV создает паровой поток снизу-вверх.

Для парового орошения используется часть превращенного в парообразное состояние нижнего продукта. Выходящую снизу ректификационной колонны 6 часть стабильной нефти выкачивают насосом 13 через трубчатую печь 12, где идет, нагрев до температуры, которая достаточна для превращения нефти в парообразное состояние, далее пары поступают в нижнюю тарелку.

Так как на верх колонны подается холодное орошение, а вниз паровое, то образуется разность температур по высоте ректификационной колонны. Необходимая разность температур в нижней части колонны составляет 230 – 280 °С, а в верхней 65 – 96 °С. На каждой тарелке поднимающиеся снизу пары встречаются со стекающей с верхней тарелки более холодной жидкостью.

За счет конструкции тарелки, которая обеспечивает необходимый контакт встречных потоков пара и жидкости, происходит тепло- и массообмен. При охлаждении пара часть высокомолекулярных углеводородов из паров конденсируется и превращается в жидкую фазу. А в жидкости происходит

обратный процесс, идет ее нагрев, в следствие чего часть низкомолекулярных углеводов испаряется и переходит в парообразное состояние. Таким образом процесс происходит многократно, за счет большого количества тарелок.

Таким образом пары, которые поднимаются на верх, осуществляя переход от одной тарелки к другой, насыщаются низкомолекулярными углеводородами, а жидкость насыщается высокомолекулярными углеводородами. За счет этого достигается необходимое четкое разделение с необходимой глубиной извлечения того или иного компонента. Отделенные легкие углеводороды в VI состоянии насосом 10 откачиваются на химический комбинат.

Стабильная нефть II, которая выходит из нижней части ректификационной колонны, проходит через теплообменники 3 и 5, где идет теплообмен с поступающей нефтью, при этом охлаждается до температуры 40-45 °С, а затем направляется в резервуар стабильной нефти 2.

## **2.2 Разработка структурной схемы АС**

Объект управления – стабилизационная колонна.

Проводятся измерения: давления, температуры, уровня, так же необходимо проводить переключение запорной арматуры, а именно клапанов с электроприводом.

Структура АС, построенная по трёхуровневому иерархическому принципу в соответствии с требованиями ТЗ, приведена в приложении Б.

Нижний (полевой) уровень системы состоит из распределённых первичных устройств автоматизации:

- датчики давления;
- датчики температуры;
- датчики уровня;
- исполнительные механизмы.

На данном уровне должны выполняться следующие функции АС:

- сбор и передача сигналов аварийной сигнализации, состояния и положения запорной арматуры, а также насосных агрегатов;
- измерение параметров технологического процесса (температуры, давления, уровня жидкости).

Средний (контроллерный) уровень представлен коммуникационными интерфейсами и локальным контроллером (ПЛК).

ПЛК должен выполнять следующие функции:

- сбор, первичная обработка и хранение информации о параметрах технологического процесса;
- автоматическое логическое управление и регулирование, а также обмен информацией с пунктами управления АРМ.

Верхний (информационно-вычислительный) уровень представляет из себя локальную сеть, которая объединяет между собой персональные компьютеры и сервер базы данных. Компьютеры диспетчера и операторов оснащены операционными системами (ОС) Windows 8 и программным обеспечением Genesis 32.

На верхнем уровне выполняются следующие задачи:

- сбор и обработка (в том числе масштабирование) данных с локальных контроллеров;
- синхронизация всех подсистем за счёт поддержания единого времени в системе;
- формирование технологической базы данных (БД);
- формирование отчётной документации, протоколов событий и т.п.;
- предоставление интерфейса непосредственного взаимодействия с оператором АСУ.

Обобщенная структура управления АС приведена в приложении В.

### **2.3 Функциональная схема автоматизации**

Функциональная схема автоматизации представляет собой технический документ, в котором определена функционально–блочная структура отдельных

узлов автоматического регулирования технологического процесса. На функциональной схеме в виде условных изображений показаны все системы автоматического контроля, регулирования, дистанционного управления, сигнализации разрабатываемой системы. Также на ней, при помощи линий функциональной связи, отображены каналы взаимодействия между элементами систем управления.

Разработка функциональной схемы автоматизации ТП позволяет решить задачи:

- задачу получения первичной информации о состоянии ТП и оборудования;
- задачу непосредственного воздействия на ТП для управления им и стабилизации технологических параметров процесса;
- задачу контроля и регистрации технологических параметров процессов и состояния технологического оборудования.

Функциональная схема автоматизации, выполненная согласно требованиям ГОСТ 21.404–13, приведена в приложении Г. На схеме выделены каналы измерения (1–5,7–10,13) и каналы управления (6,11,12).

#### **2.4 Разработка схемы информационных потоков**

Схема информационных потоков приведена в приложении Д. Она имеет трёхуровневую структуру, отражающую весь путь сбора и хранения информации:

- нижний уровень (уровень сбора и обработки),
- средний уровень (уровень текущего хранения),
- верхний уровень (уровень архивного и корпоративной информационной системы хранения).

На нижнем уровне представлены данные устройства ввода/вывода, в состав которых входят данные аналоговых и дискретных сигналов, а также данные о вычислениях и преобразованиях.

Средний уровень представлен как буферная база данных, являющаяся одновременно приемником, запрашивающим данные внешних систем, и их

источником. На среднем уровне из данных, собранных на нижнем уровне, ПЛК формирует пакетные потоки информации, которые передаются на верхний уровень и АРМ оператора по протоколу Ethernet.

Ниже представлены параметры, которые передаются в локальную вычислительную сеть:

- Температура в верхней части стабилизационной колонны, °С
- Давление в верхней части стабилизационной колонны, МПа
- Температура в нижней части стабилизационной колонны, °С
- Давление в нижней части стабилизационной колонны, МПа
- Давление нефти в стабилизационной колонне, МПа
- Регулирование клапана расхода пресной воды, %
- Уровень в стабилизационной колонне, м
- Температура орошения стабилизационной колонны, °С
- Температура в зоне питания стабилизационной колонны, °С
- Регулирование клапана подачи воды, %
- Регулирование клапана орошения, %
- Температура контрольных тарелок стабилизационной колонны, °С

Каждый элемент контроля и управления имеет свой идентификатор (ТЕГ), состоящий из символьной строки. Структура шифра имеет следующий вид:

AAA\_BBB\_CCCC\_DDDDD,

где

AAA – параметр, 3 символа, может принимать следующие значения:

- DVL – давление;
- TMR – температура;
- URN – уровень;
- PZC – положение клапана;

BBB – код технологического аппарата/объекта, 3 символа:

- SKK – стабилизационная колонна;

– KTR – контрольные тарелки стабилизационной колонны;  
CCCC – объект контроля или управления, не более 4 символов:

- OILL – нефть;
- AQVA – вода;
- PRES – пресная вода;
- RAST – растворитель парафинов нефтяной;
- OROS – орошение;
- ZONA – 1 зона питания стабилизационной колонны;

DDDDD – примечание, не более 5 символов:

- DOWN – низ;
- UP – верх.

Знак подчеркивания \_ в данном представлении является разделителем частей идентификатора. Таблица состава (перечня) вход/выходных сигналов (измерительных и управляющих) приведена в приложении Е.

## **2.5 Выбор средств реализации УСН**

В данном пункте выпускной квалификационной работы, необходимо осуществить подбор программно-технических средств АС УСН, при этом выбранное оборудование по своим техническим характеристикам должно соответствовать предъявляемым требованиям. Также необходимо провести анализ выбранного оборудования на совместимость между собой.

В состав программно-технических средств АС УСН входят:

- контроллерное оборудование, посредством которого осуществляется выполнение вычислительных задач и логических операций;
- измерительное оборудование, осуществляющее сбор информации о технологическом процессе;
- исполнительное оборудование, за счёт которого электрическая энергия преобразуется в механическую или иную физическую величину для осуществления воздействия на ОУ согласно алгоритму управления.

### 2.5.1 Выбор контроллерного оборудования

Для решения вычислительных задач и выполнения логических операций с данными, поступающими с полевого уровня, используем ПЛК Honeywell ML200 (Рис. 2). Также при выборе ПЛК были рассмотрены контроллеры следующих производителей: SLC500 Allen Bradley и Schneider Electric Modicon M238. Выбор был основан из технического задания, с учетом требований надежности, количества точек ввода/вывода, экономических показателей

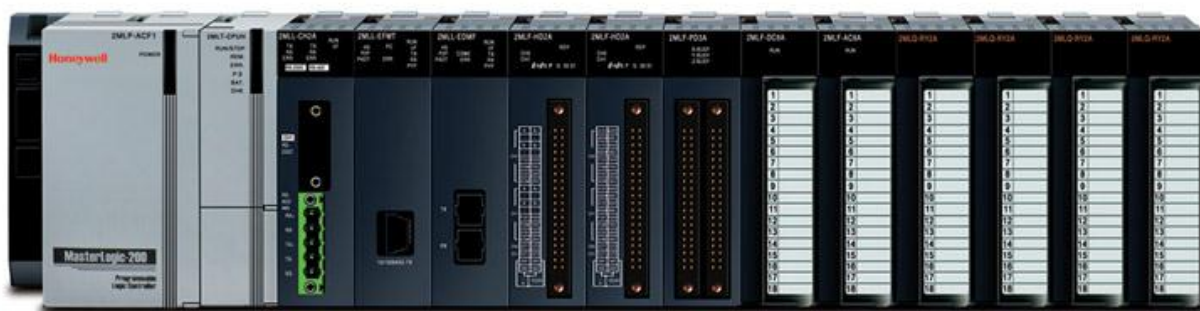


Рис. 2 – Honeywell MasterLogic PLC (ML200)

Honeywell MasterLogic PLC (ML200) представляет собой программируемый логический контроллер. ML200 компактный контроллер, при этом обладающий высокой скоростью процессора – 42нс/шаг. Он подходит для выполнения быстрых, дискретных последовательных задач управления в экономически эффективной разработке.

Honeywell Masterlogic ML200 PLC включает в себя широкий спектр модульных компонентов (ЦПУ, источники питания, модули ввода дискретных и аналоговых сигналов, сетевые модули и стойки), которые доступны в различных модулях.



Основные технические характеристики Honeywell Masterlogic PLC (ML200):

- Компактные модули размером до 27 x 98 x 90 мм,
- Диапазон рабочих температур – от 0 до 55 °С,
- Более 50 типов модулей ввода/вывода – цифровой/аналоговый (изолированные), HSC, RTD, TC, позиционирования/управления движением,
- IEC61131-3 стандарт программирования – LD / SFC / ST / IL язык,
- Мощные и универсальные процессоры с высокой скоростью – 42 нс/шаг,
- Открытые сетевые протоколы с полевыми устройствами – Profibus <sup>TM</sup> DP, DeviceNet <sup>TM</sup>, MODBUS (Ethernet и Serial),
- 23,808 макс точек ввода/вывода (128,000) с использованием сети,
- 15 миллисекунд сканирования (например, 2500 I/O, 400 кбайт),
- Мощная интеграция – Experion.

## 2.5.2 Выбор датчиков

На данном этапе работы, произведём подбор устройств полевого уровня (датчики давления, температуры, уровня и расходомеры) в соответствии с технологическим процессом.

### 2.5.2.1 Датчик перепада давления

В качестве датчика перепада давления выберем преобразователь дифференциального давления Honeywell STD830 (Рис. 3). Выбор происходил из следующих датчиков. Rosemount, Метран, Honeywell. Рассматривались такие показатели как погрешность, выходной сигнал, взрывозащищенность.

Критерии выбора	Rosemount 3051C	Метран-150	Honeywell STD830
Измеряемая среда	Газ, жидкость, пар	Газ, жидкость, пар	Газ, жидкость, пар
Диапазоны пределов измерений	0–13,8МПа	0–6МПа	0–2,5 МПа
Предел допускаемой погрешности	0,075%	0,25%	0,0375%
Перестройка диапазонов измерений	100:1	25:1	100:1
Выходной сигнал	4–20мА +HART	4–20мА +HART	4–20мА +HART
Взрывозащищенность	ExiaIICT5	ExibIICT5X	ExdIICT5
Температура окружающей среды	-40 +85	-40 +70 °С	-40 +125 °С

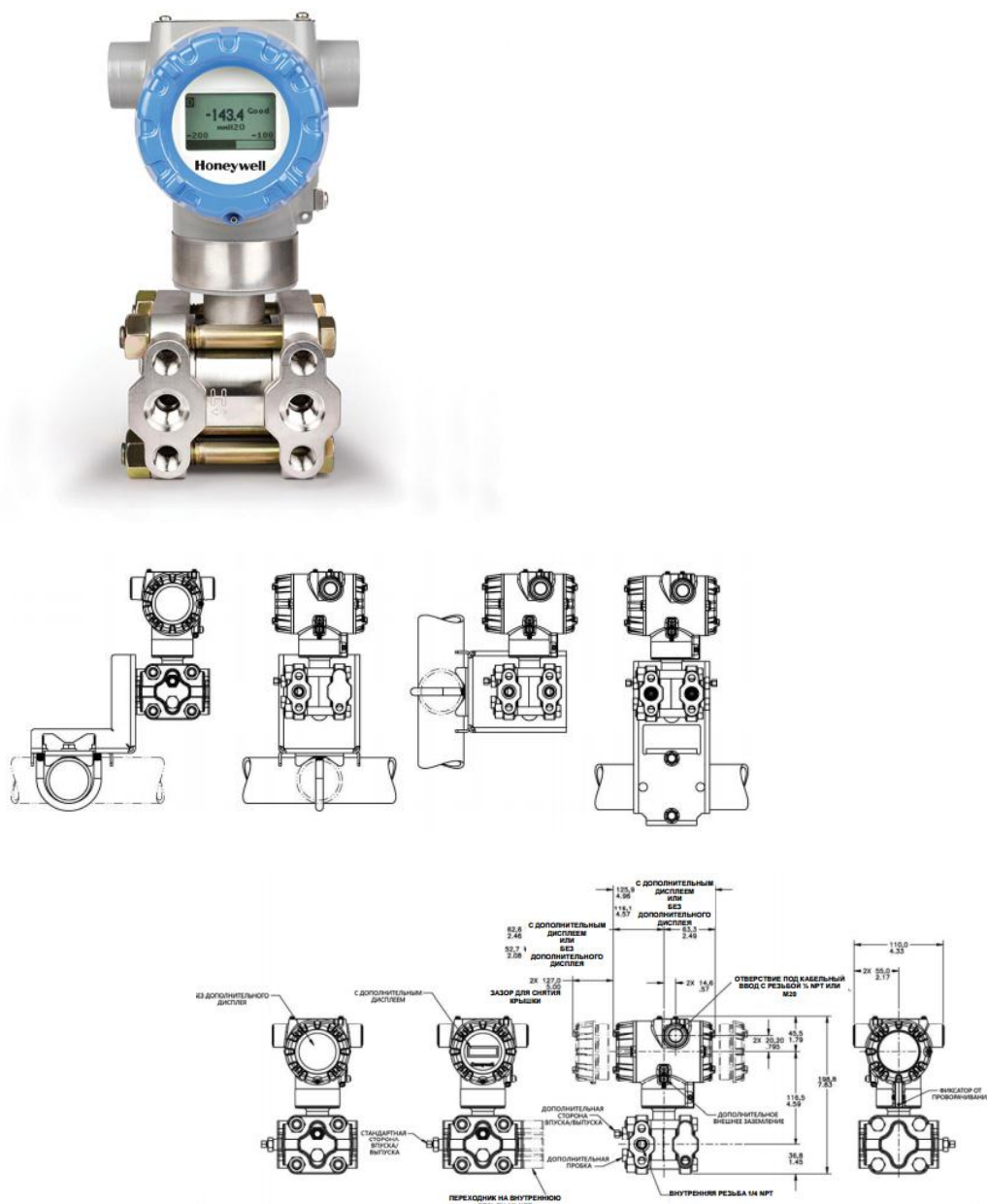


Рис. 3 – Преобразователь дифференциального давления Honeywell STD830

Honeywell STD830 относится к семейству SmartLine® продуктов, то есть STD830-это высокопроизводительный преобразователь дифференциального давления на базе пьезорезистивных датчиков. Объединив измерения дифференциального давления на чипе статического давления и компенсации температуры, STD830 предоставляет высокую точность и стабильность в широком диапазоне применения давлений и температур. Приборы SmartLine также полностью протестированы и соответствуют стандарту Experia PKS®, обеспечивая самый высокий уровень обеспечения совместимости и интеграции.

Основные характеристики Honeywell STD830:

- Диапазон измерений: 0...2,5 МПа;
- Точность измерений до 0,0375%;
- Выходной сигнал: 4-20 мА постоянного тока, HART ® (Версия 7.0);
- Допускаемое давление рабочей среды 40 МПа;
- Диапазон рабочих температур: -40 до 125 °С;
- Взрывозащищенное исполнение Exd and Exia;
- Автоматическое определение статического давления и компенсация температуры измеряемой среды;
- Время отклика не более 90 мс;
- Несколько вариантов локального дисплея;
- Защита от избыточного давления;
- Полное соответствие требованиям SIL 2/3;
- Доступен с 15-летней гарантией.

### 2.5.2.2 Датчик температуры

В качестве датчика температуры будем использовать термометр сопротивления RTD от производителя H&B Sensors (Рис. 4). Выбор происходил из следующих видов: H&B, Wika, Kobold. Критериями выбора были: взрывозащищенность, выходной сигнал, погрешность, диапазон температур.

Критерии выбора	H&B Sensors RTD	Wika UT10	Kobold TWD-R
Измеряемые среды	Нейтральные и агрессивные среды	Нейтральные и агрессивные среды	Малогабаритные подшипники и поверхности твердых тел
Диапазон измеряемых температур	-196 +600 °С	-30 +150 °С	-40...200 °С
Предел допускаемой погрешности	0,25%	0,1%	0,75%
Выходной сигнал	4–20мА+HART	4–20мА +HART	4–20мА
Взрывозащищенность	ExdIICT6	EEExiaIICT6	ExdellCT6
Степень защиты от пыли и воды	IP65	IP67	IP5x

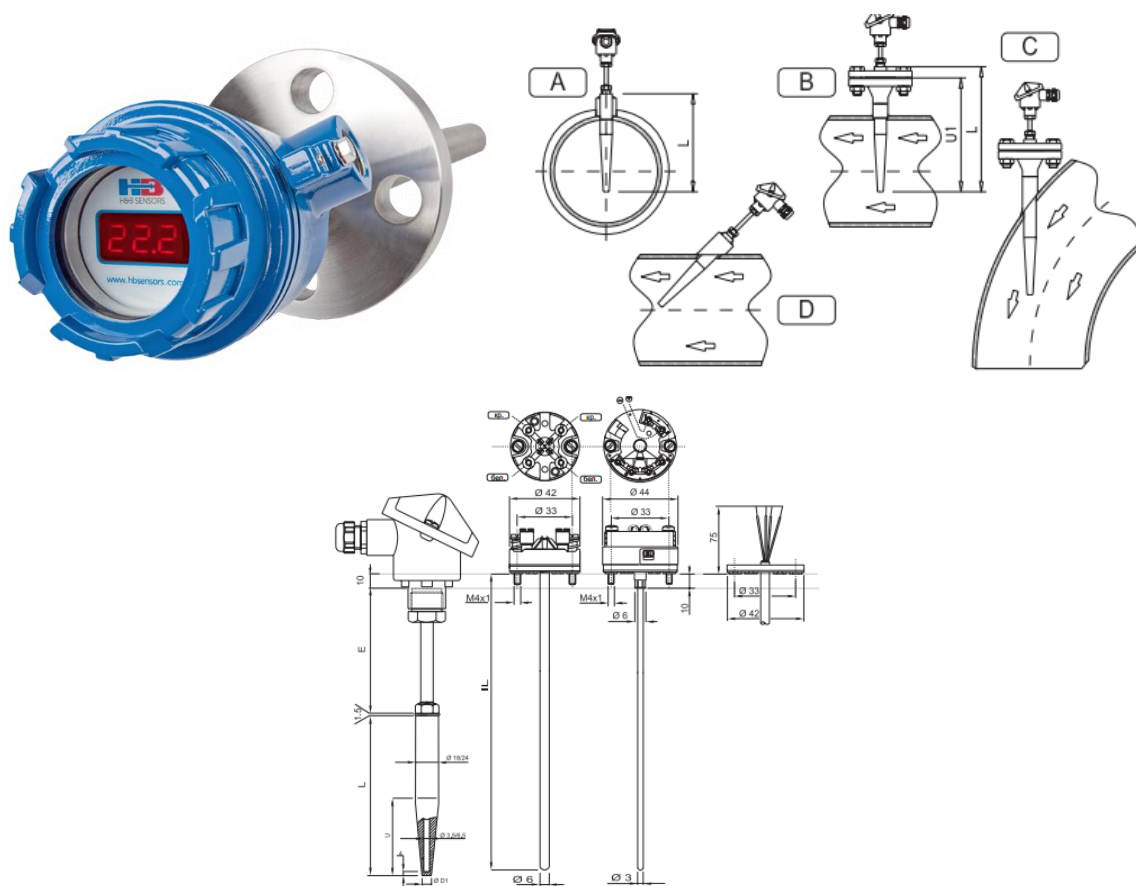


Рис. 4 – H&B Sensors Pt100

В связи с более высокой точностью и распространённостью датчики температуры RTD, как правило, заменяют термопары, при температурах ниже 600 °С. До сих пор наиболее распространенным RTD является термосопротивление с платиновой погружаемой частью, Pt. Так как материалом является платина, её сопротивление равно 100 Ом при температуре 0 °С. Платина имеет положительный коэффициент зависимости сопротивления от температуры; с ростом температуры растёт её сопротивление. Изменение сопротивления от температуры имеет линейную зависимость: 0,39 Ом/1 °С. Основным отличием данного метода измерения температуры является долговременная стабильность по сравнению с другими методами, а именно: за год погрешность составляет не более, чем 0,2 Ом/0 °С.

Основные технические характеристики датчика H&B Sensors Pt100:

- Класс точности: В;
- Диапазон рабочих температур: -196 ... +600 °С;
- Погрешность измерений: 0 °С = ± 0,3 °С, 100 °С = ± 0,8 °С;

- Выходной сигнал: 4-20 mA/HART;
- Взрывозащищенное исполнение: Exia.

### 2.5.2.3 Выбор уровнемера

В качестве уровнемеров были рассмотрены ДУУЗ, MT200, KOBOLD. Основные критерии — это выходной сигнал, взрывозащищенность, стоимость, предел допускаемой погрешности.

Для измерения уровня нефти в ёмкости будем использовать радарный волноводный уровнемер MT2000 фирмы К-Тек (Рис. 5).

Особенности:

- измерение уровня в сложных условиях (пар, пена, налипания, волны, кипение, резкие скачки уровня и т.д.);
- точность измерений не зависит от плотности, диэлектрической постоянной и давления;
- настройка диапазона измерений не требует имитации уровня и наличия среды;
- отсутствие подвижных механических частей;
- простая замена блока электроники, без снятия давления в емкости;
- невысокая стоимость.

Критерии выбора	ДУУЗ-01	MT200 к-ТЕК	Kobold NUS-R-4
Измеряемые среды	Жидкость	Жидкость	Жидкость, сыпучие продукты
Диапазон измеряемых уровней	0–4000 мм	10–30000 мм	600–30000 мм
Предел допускаемой погрешности	±0,25%	±0,5%	±0,005%
Выходной сигнал	4–20мА	4–20мА + HART	4–20мА +HART
Взрывозащищенность	ExibIIBT5	EExd IIC T6, EEx ia IIB T6	ExdIIBT6

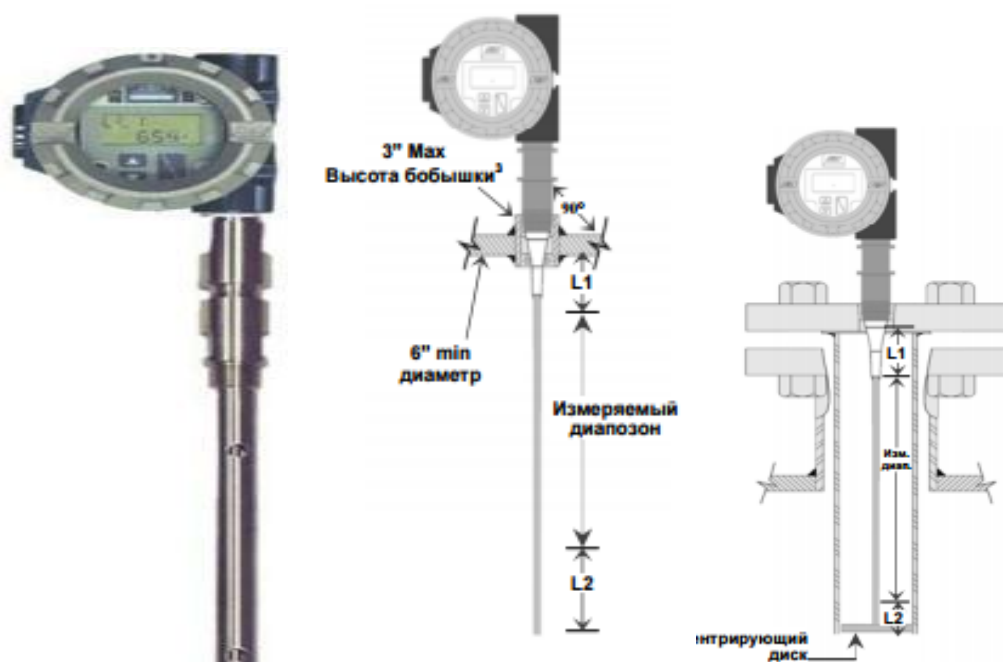


Рис. 5 – Радарный волноводный уровнемер MT2000

Основные технические характеристики уровнемера MT2000:

- Точность:  $\pm 5,1$  мм;
- Разрешение:  $\pm 1,6$  мм;
- Диапазон измерения: 0,01-30 м;
- Максимальная температура измеряемой среды: 427 °C;
- Максимальное давление: 34,4 МПа;
- Выходной сигнал: 4-20 мА, HART, Honeywell DE Protocol;
- Материал зонда: 316L SST, C-376, B3, Monel, Титан;
- Взрывозащищённое исполнение: EExd IIC T6, EEx ia IIB T6.

#### 2.5.2.4 Преобразователь частоты

Для управления электроприводами на запорной арматуре будем использовать частотные преобразователи SmartDrive Compact производства Honeywell (Рис. 6). В качестве преобразователей были рассмотрены Danfoss, Honeywell. Основными параметрами были простота ввода, стоимость, диапазон частот, тип управления.



Рис. 6 – Honeywell SmartDrive Compact

Частотные преобразователи серии SmartDrive Compact для асинхронных электродвигателей, со встроенными RFI фильтрами. EMC и LVD совместимые. SmartDrive Compact micro инвертеры компактного размера с простым запуском в эксплуатацию и управлением. Этот тип инверторов предоставляет широкие возможности для использования в различных применениях с переменным крутящим моментом (HVAC применения) и с постоянным крутящим моментом (промышленные системы и процессы).

Техническими характеристиками частотного преобразователя Honeywell SmartDrive Compact являются:

- Мощность: 0,37...5,5 кВт;
- Напряжение питания: 230 / 400 V;
- Встроенный протокол: Modbus RTU;
- Класс защиты: IP 20.

### 2.5.3 Нормирование погрешности канала измерения

Нормирование погрешности канала измерения производится в соответствии с РМГ 62–2003 «Обеспечение эффективности измерений при управлении технологическими процессами. Оценивание погрешности измерений при ограниченной исходной информации ВНИИМС Госстандарта».

Рассмотрим канал измерения расхода. Требование к погрешности канала измерения составляет не более 0,2 %. Разрядность АЦП – 12 разрядов.

Расчет допустимой погрешности измерения расхода осуществляется согласно следующей формуле:

$$\delta_1 \leq \sqrt{\delta^2 - (\delta_2^2 + \delta_3^2 + \delta_4^2 + \delta_5^2 + \delta_6^2)},$$

где  $\delta=0.2\%$  – требуемая суммарная погрешность измерения канала измерений при доверительной вероятности 0,95;

$\delta_2$  – погрешность передачи по каналу измерений;

$\delta_3$  – погрешность, вносимая АЦП;

$\delta_4, \delta_5, \delta_6$  – дополнительные погрешности, вносимые соответственно окружающей температурой, температурой измеряемой среды, электропроводностью измеряемой среды.

Погрешность, вносимая двенадцатиразрядным АЦП, рассчитывается по следующей формуле:

$$\delta_3 = \frac{1 \cdot 100}{2^{12}} = 0,02$$

Погрешность передачи по каналу измерений составит 0,05%.

При расчете также учитываются дополнительные погрешности, которые могут быть вызваны влиянием:

- температурой окружающего воздуха;
- вибрации.

Дополнительная погрешность, вызванная температурой окружающего воздуха:



$$\delta_4 = \frac{1 \cdot 27}{100} = 0,27 \%$$

Дополнительная погрешность, вызванная вибрацией:

$$\delta_5 = 0,2 \cdot 0,19 = 0,038 \%$$

Получили что, допустимая основная погрешность датчика давления не должна превышать, следующего значения:

$$\delta_1 \leq \sqrt{0,2^2 - (0,05^2 + 0,02^2 + 0,068^2 + 0,038^2)}$$

$$\delta_1 \leq 0,17\%$$

В итоге видно, что основная погрешность выбранного датчика давления (0,075%) не превышает допустимой расчетной погрешности. Следовательно, прибор пригоден для использования.

#### 2.5.4 Выбор исполнительных механизмов

В качестве запорно-регулирующей арматуры будем использовать кран шаровой регулирующей КШТВ 25-50нж производства «Автоматика – Инвест» (Рис. 7).

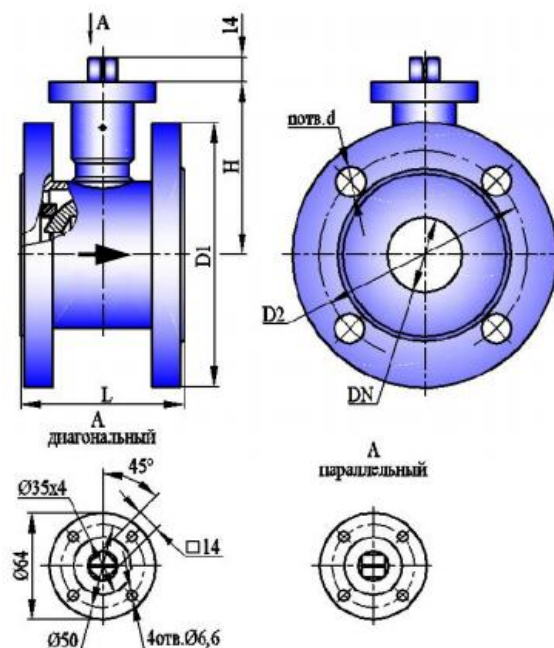


Рис. 7 – КШТВ 25-50нж

Основные технические характеристики КШТВ 25-50нж:

- Давление рабочей среды: 2,5 МПа;

- Герметичность затвора: класс А по ГОСТ 9544;
- Пропускная способность: DN50 м<sup>3</sup> /ч;
- Диапазон рабочих температур: то -40 до 200 °С.

В качестве электропривода были рассмотрены приводы SIEMENS SIPOS FLASH, AUMA, DANFOSS. Из соотношений цены и качества был выбран неполноповоротный асинхронный электропривод AUMA типа SG 0.51.

Неполноповоротные электроприводы AUMA типов SG 05.1 представляют собой модульную, состоящую из отдельных функциональных блоков, конструкцию. Приводы приводятся в действие электродвигателем и управляются узлом управления AUMATIC (Рис. 8).

Основные технические характеристики привода SG 05.1:

- Максимальный крутящий момент: 150 Нм.
- Напряжение питания: 220 В.
- Режимы работы: Кратковременный режим S2 - 15 мин; повторно-кратковременный режим S4 - 25 %.
- Трехфазный асинхронный электродвигатель, исполнение IM B9 согласно IEC 60034.



Рис. 8 – КШТВ 25-50нж с приводом AUMA типа SG 05.1

## **2.6 Разработка схемы внешних проводок**

Схема внешней проводки приведена в приложении Д.

Первичные и внешитовые приборы включают в себя: датчики давления Honeywell STD830 и датчики температуры RTD H&B Sensors, расположенные внизу и вверху колонны стабилизации и на узле орошения, а также радарный волноводный уровнемер MT2000 фирмы К-Тек. Данные датчики имеют унифицированный токовый сигнал 4...20 мА. Сигнал от датчиков на щит КИПиА передаётся по двум проводам КВВГ (номинальное переменное напряжение до 660 В частотой до 100 Гц или постоянное напряжение до 1000 В при температуре окружающей среды от  $-50^{\circ}\text{C}$  до  $+50^{\circ}\text{C}$ ).

## **2.7 Разработка алгоритмов управления АС УСН**

В автоматизированной системе на разных уровнях управления используются различные алгоритмы

В ходе данной выпускной квалификационной работы были разработаны следующие алгоритмы АС:

- алгоритм сбора данных измерений;

- алгоритм автоматического регулирования технологического параметра.

### 2.7.1 Алгоритм сбора данных измерений

В качестве канала измерения возьмем канал измерения температуры в стабилизационной колонне. Для данного канала разработаем алгоритм сбора данных, он приведен в приложении Ж.

### 2.7.2 Алгоритм автоматического регулирования температуры верха колонны стабилизации

В качестве исследуемой системы принята система регулирования температуры в линии подачи орошения в верхнюю часть стабилизационной колонны.

Как отмечалось ранее одним, из важных показателей в технологическом процессе является температура в верхней части колонны, в соответствии с которой будет протекать процесс ректификации нефти.

В данной работе рассматривается система стабилизации по обратной связи. Такая система хорошо регулирует выходной параметр, однако могут быть недостатки, если будут сильные возмущающие воздействия. Основная задача данной САР – стабилизация параметров технологического процесса.

На схеме автоматизации процесса стабилизации нефти выделен контур САР температуры верхней части колонны (Рис. 9).



Рис. 9 – Контур САР температуры

Рассматриваемый контур предназначен для регулирования температуры верхней части стабилизационной колонны. В этой системе регулирования есть две регулируемые величины: основная – температура верха колонны и вспомогательная – расход широкой фракции углеводородов на орошение.

### 2.7.2.1 Разработка модели САУ частотным приводом

В этом разделе рассматривается разработка системы автоматического регулирования температуры паровой фазы легких углеводородов, которая поступает с верха колонны УКПН.

Функциональная схема автоматического регулирования температурного режима приведена на рисунке 10.

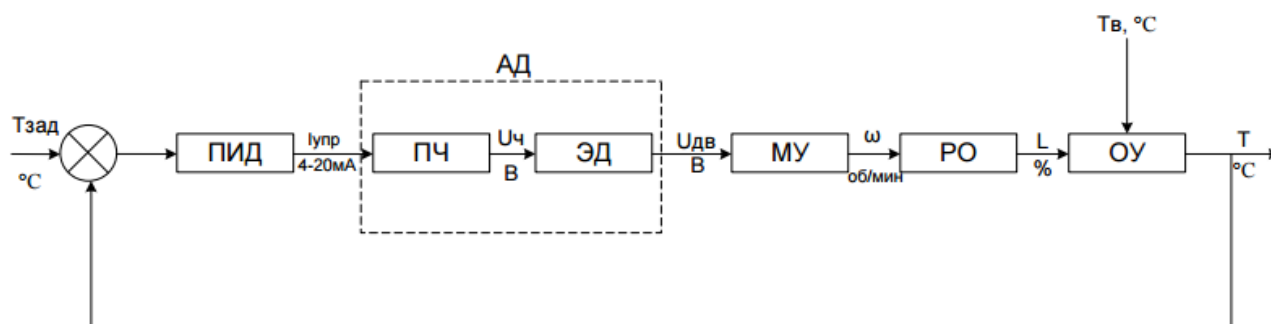


Рис. 10 – Функциональная схема САУ температурного режима

Система состоит из ПИД-регулятора, частотного преобразователя (ПЧ), электрического привода (ЭД), масштабирующего устройства (МУ), задвижки как регулирующего органа (РО) и колонны стабилизации как объекта управления (ОУ).

Входной координатой частотного преобразователя является подаваемое на него напряжение, ограниченное 10В ( $U_{вход}$ ). Выходной координатой преобразователя является напряжение, подаваемое на двигатель, которое составляет 380В ( $U_{упр}$ ), выходной координатой двигателя является частота вращения  $\omega$ , которая равна 428 об/мин. Двигатель, в свою очередь, механически связан с задвижкой, поэтому входной координатой задвижки является частота вращения  $\omega$ , а выходной координатой –  $L$  процент открытия задвижки. Она, в свою очередь, осуществляет подачу орошения на верх колонны, что является входным сигналом для блока процесса теплообмена  $T$ , выходной координатой которого является температура. На колонну оказывается возмущающее воздействие в виде температуры окружающей среды.

### 2.7.2.2 Моделирование функциональной схемы на ЭВМ

$$T_1 \frac{d\omega}{dt} + \omega = K_1 I$$

$$\frac{dx}{dt} = \omega$$

$$L = kx$$

$$T_2 \frac{dT}{dt} + T = K \cdot L$$

Составим функциональную схему объекта и получим передаточные функции системы (Рис. 11).

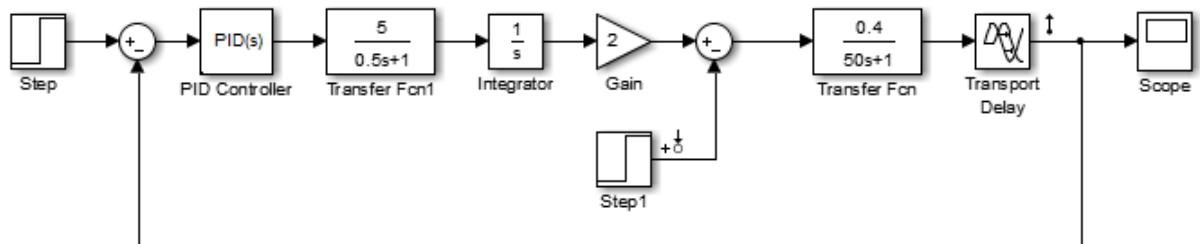


Рис. 11 – Структурная схема системы регулирования температуры системы охлаждения

Объектом автоматизации является динамическая система, характеристики которой изменяются под влиянием управляющих воздействий. Компьютерное моделирование проводим с помощью математического пакета программ Matlab, Simulink.

После моделирования исходной системы в Simulink получен следующий график переходного процесса (Рис. 12).

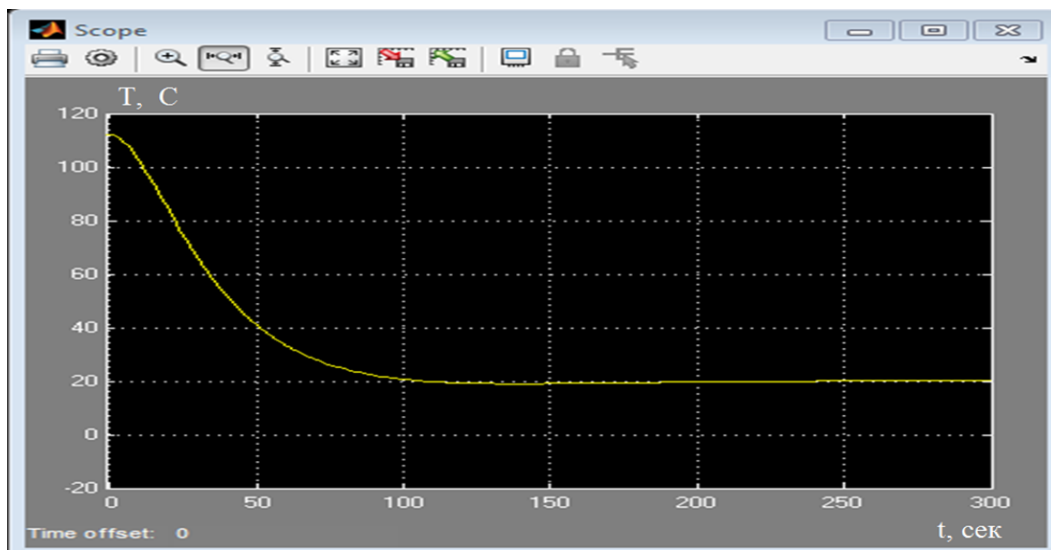


Рис. 12 – График переходного процесса

Время переходного процесса 100 секунд, величина установившегося значения 20, перерегулирование ( $\sigma$ ) найдём по следующей формуле:

$$\sigma = \frac{|18 - 20|}{20} \times 100\% = 10\%$$

Перерегулирование входит в допустимый диапазон, так как температура широкой фракции легких углеводородов ШФЛУ на выходе должна находиться в пределах от 15 до 25 °С.

Благодаря полученной модели САУ можно, что применение частотного привода даёт возможность управлять процессом охлаждения с достаточно высокой скоростью, при этом поддерживая процесс на заданном уровне с достаточной точностью регулирования.

## 2.8 Экранные формы АС УКПН

Программное обеспечение для АРМ оператора функционирует на станции оператора, представляющей собой персональный компьютер. ПО разработано на базе SCADA GENESIS32 и обеспечивает для АРМ оператора выполнение следующих функций:

- визуализацию технологического процесса;
- передачу данных, введенных оператором в ПЛК;
- реализацию функций управления технологическим оборудованием в дистанционном режиме;

- формирование и вывод на экран сообщений;
- квитирование сообщений;
- вывод сводок на принтер;
- визуализацию архива сообщений.

Структура окон проекта рис. 13 позволяет пользователю системы переходить из окон верхнего уровня структуры в окна нижнего уровня. Все окна сгруппированы по типу передаваемой информации.

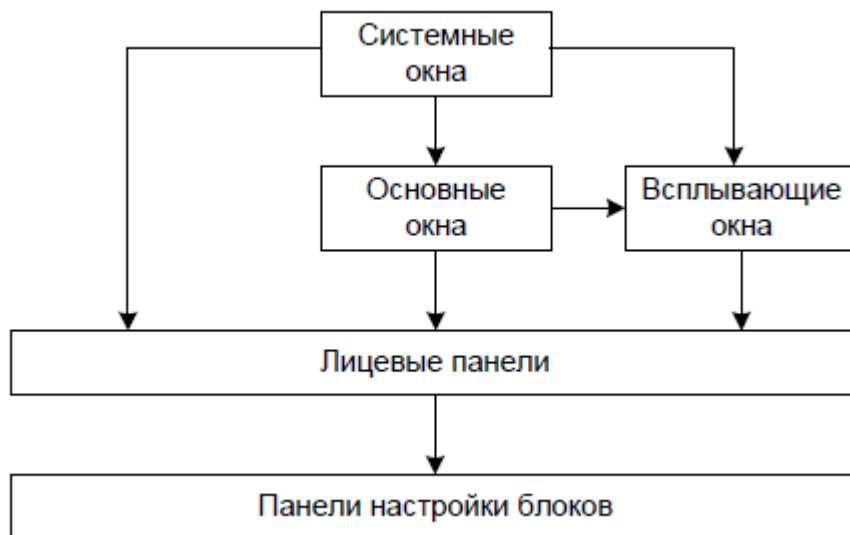


Рис. 13 – Структура окон проекта



## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-8ТЗ1	Шиповалов Александр Александрович

Школа	ИШИТР	Отделение	АиР
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Автоматизация технологических процессов и производств в нефтегазовой отрасли

### Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» :

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Работа с информацией, представленной в российских и иностранных научных публикациях, аналитических материалах, статистических бюллетенях и изданиях, нормативно-правовых документах; анкетирование; опрос
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

### Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведение предпроектного анализа: оценка потенциальных потребителей, SWOT-анализ, определение возможных альтернатив проведения НИИ.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Определение структуры и трудоёмкости работ в рамках НИИ, разработка графика проведения НИИ, планирование бюджета НИИ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчёт интегрального показателя финансовой эффективности, интегрального финансового показателя, интегрального показателя ресурсоэффективности для всех видов исполнения НИИ.

### Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Матрица SWOT
3. Альтернативы проведения НИИ
4. График проведения и бюджет НИИ
5. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ШИП	Шаповалова Наталья Владимировна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8ТЗ1	Шиповалов Александр Александрович		

### 3. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности

#### 3.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Потенциальными потребителями результатов исследования являются коммерческие организации в нефтегазовой отрасли, в частности нефтеперерабатывающие заводы, предприятия. Научное исследование рассчитано на крупные предприятия. Для данных предприятий разрабатывается автоматизированная система управления установки стабилизации нефти. Автоматизированная система управления установки стабилизации нефти позволяет осуществлять процессы без непосредственного участия обслуживающего персонала.

В таблице 1 приведены основные сегменты рынка по следующим критериям: размер компании-заказчика, направление деятельности. Буквами обозначены компании: «А» - ООО «Томская нефть», «Б» - ОАО «Газпромнефть - Восток», «В» - ЗАО «Микран»

Таблица 1 – Карта сегментирования рынка

		Направление деятельности			
		Проектирование строительства	Выполнение проектов строительства	Разработка АСУ ТП	Внедрение SCADA систем
Размер компании	Мелкая	Б, В	А, Б	Б, В	В
	Средняя	А, Б, В	А, Б	Б, В	Б, В
	Крупная	А, Б, В	А	В	В

Согласно карте сегментирования, можно выбрать следующие сегменты рынка: разработка АСУ ТП и внедрение SCADA-систем для средних и крупных компаний.

### 3.1.1 Quad анализ

Технология **QuaD** (QUality ADvisor) представляет собой гибкий инструмент измерения характеристик, описывающих качество новой разработки и ее перспективность на рынке и позволяющие принимать решение целесообразности вложения денежных средств в научно-исследовательский проект.

Позиция разработки и конкурентов оценивается по каждому показателю экспертным путем по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная. Веса показателей, определяемые экспертным путем, в сумме должны составлять 1.

Для упрощения процедуры проведения QuaD проведем в табличной форме (таблица 2).

Таблица 2 – Оценочная карта QuaD

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительное значение	Средневзвешенное значение
Технические критерии оценки ресурсоэффективности					
Повышение производительности	0,04	75	100	0,75	3
Удобство в эксплуатации	0,05	85	100	0,85	4,25
Помехоустойчивость	0,06	45	100	0,45	2,7
Энергоэкономичность	0,08	35	100	0,35	2,8
Надежность	0,12	95	100	0,95	11,4
Уровень шума	0,04	50	100	0,5	2
Безопасность	0,12	95	100	0,95	11,4
Потребность в ресурсах памяти	0,04	60	100	0,6	2,4
Функциональная мощность (предоставляемые возможности)	0,02	35	100	0,35	0,7
Простота эксплуатации	0,06	80	100	0,8	4,8

Качество интеллектуального интерфейса	0,06	80	100	0,8	4,8
Ремонтопригодность	0,03	75	100	0,75	2,25
Экономические критерии оценки эффективности					
Конкурентоспособность продукта	0,02	65	100	0,65	1,3
Уровень проникновения на рынок	0,02	25	100	0,25	0,5
Цена	0,05	80	100	0,8	4
Предполагаемый срок эксплуатации	0,05	75	100	0,75	3,75
Послепродажное обслуживание	0,06	75	100	0,75	4,5
Финансирование научной разработки	0,02	60	100	0,6	1,2
Срок выхода на рынок	0,03	40	100	0,4	1,2
Наличие сертификации разработки	0,03	15	100	0,15	0,45
Итого:	1				69,4

Средневзвешенное значение позволяет говорить о перспективах разработки и качестве проведенного исследования. Средневзвешенное значение получилось равным 69,4, что говорит о том, что перспективность разработки выше среднего.

### **3.2 Планирование научно-исследовательских работ**

#### **3.2.1 Структура работ в рамках научного исследования**

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- 1) определение структуры работ в рамках научного исследования;
- 2) определение участников каждой работы;
- 3) установление продолжительности работ;
- 4) построение графика проведения научных исследований.

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой могут входить научные сотрудники и преподаватели, инженеры, техники и лаборанты, численность групп может варьироваться. По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей.

В данном разделе необходимо составить перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, провести распределение исполнителей по видам работ. Примерный порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 3.

Таблица 3 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Постановка целей и задач, получение исходных данных	1	Составление и утверждение технического задания	Научный руководитель
Выбор направления исследований	2	Подбор и изучение материалов по теме	Научный руководитель, инженер
	3	Проведение патентных исследований	Научный руководитель, инженер
	4	Разработка календарного плана	Научный руководитель, инженер
Проектирование автоматизированной системы	5	Описание технологического процесса	Научный руководитель, инженер
	6	Разработка функциональной схемы автоматизации	Инженер
	7	Выбор архитектуры АС	Научный руководитель, инженер
	8	Разработка структурной схемы АС	Научный руководитель, инженер
	9	Разработка схемы информационных потоков АС	Инженер
	10	Выбор средств реализации АС	Инженер
	11	Разработка схемы соединения внешних проводок	Инженер
	12	Выбор алгоритма управления АС	Научный руководитель, инженер

	13	Разработка экранных форм АС	Научный руководитель, инженер
<i>Проведение ОКР</i>			
Оформление отчета, по НИР (комплекта документации по ОКР)	14	Оформление расчетно-пояснительной записки	Инженер

### 3.2.2 Разработка графика проведения научного исследования

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}},$$

где  $T_{ki}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в календарных днях;

$T_{pi}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$  – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}},$$

где  $T_{\text{КАЛ}}$  – календарные дни ( $T_{\text{КАЛ}} = 365$ );

$T_{\text{ВЫД}}$  – выходные дни ( $T_{\text{ВЫД}} = 52$ );

$T_{\text{ПР}}$  – праздничные дни ( $T_{\text{ПР}} = 12$ ).

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 52 - 12} = 1,213$$

В таблице 4 приведены расчеты длительности отдельных видов работ.

Таблица 4 – Временные показатели проведения работ

Этап	Исполнитель и	Продолжительность работ, дни			Длительность работ, чел/дн			
					$T_{pi}$		$T_k$	
		$t_{min}$	$t_{max}$	$t_{ож}$	НР	И	НР	И
Составление и утверждение технического задания	НР	3	5	3,8	3,8	—	5	—
Подбор и изучение материалов по теме	НР, И	10	13	11,2	5,6	5,6	7	7
Проведение патентных исследований	НР, И	4	6	4,8	2,4	2,4	3	3
Разработка календарного плана	НР, И	2	4	2,8	1,4	1,4	2	2
Описание технологического процесса	НР, И	15	18	16,2	8,1	8,1	10	10
Разработка функциональной схема автоматизации	И	20	24	21,6	—	21,6	—	26
Выбор архитектуры АС	НР, И	5	7	5,8	2,9	2,9	4	4
Разработка структурной схемы АС	НР, И	3	5	3,8	1,9	1,9	3	3
Разработка схемы информационных потоков АС	И	4	6	4,8	—	4,8	—	3
Выбор средств реализации АС	И	2	3	2,4	—	2,4	—	3
Разработка схемы соединения внешних проводов	И	1	3	1,8	—	1,8	—	2
Выбор алгоритма управления АС	НР, И	4	6	4,8	2,4	2,4	3	3
Разработка экранных форм АС	НР, И	2	4	2,8	1,4	1,4	2	2
Оформление расчетно-пояснительной записки	И	3	6	4,2	—	4,2	—	5

Итого					29,9	60,9	39	76
-------	--	--	--	--	------	------	----	----

На основе таблицы 4 построим календарный план-график. График строится для максимального по длительности исполнения работ в рамках научно-исследовательского проекта.

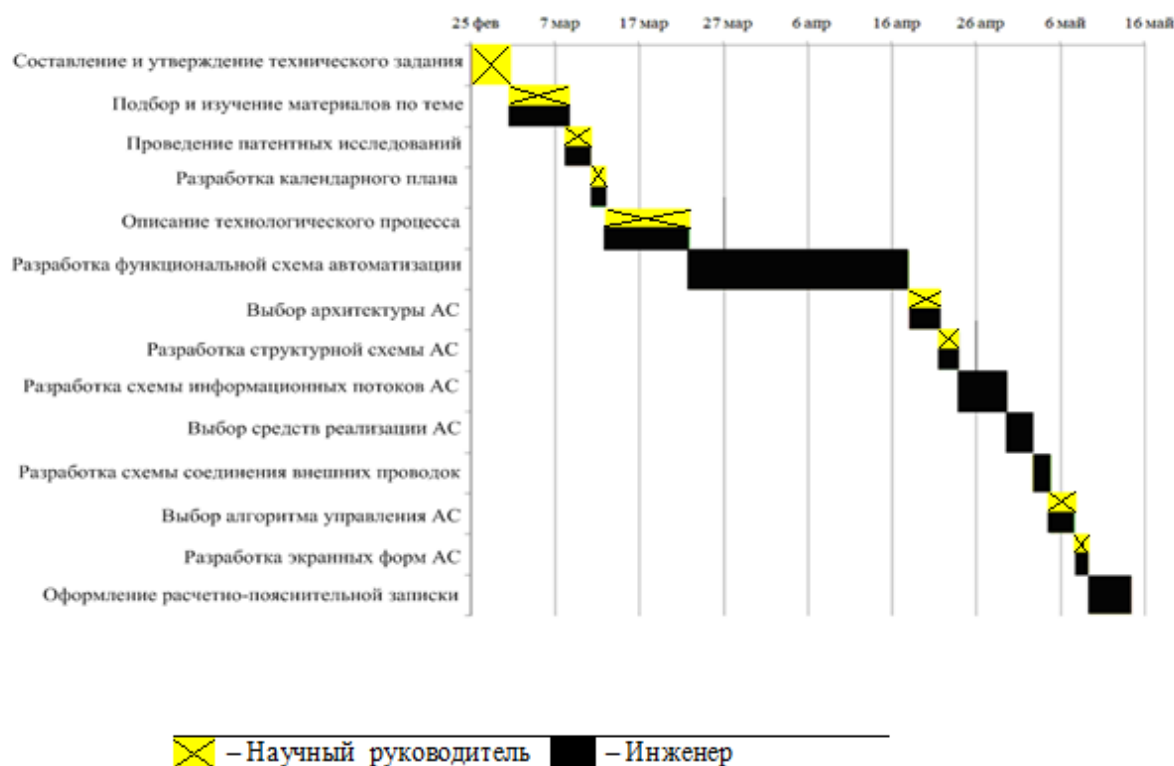


Рисунок 13 – План-график

### 3.3 Бюджет научно-технического исследования

#### 3.3.1 Расчет материальных затрат

Данная статья включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта. В таблице 6 приведены материальные затраты. В расчете материальных затрат учитывается транспортные расходы и расходы на установку оборудования в пределах 15-25% от стоимости материалов.



Таблица 5 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы, руб.
Контроллер Honeywell MasterLogic ML200	шт.	1	145 000	181250
Датчики перепада давления Honeywell STD830	шт.	4	67 000	308200
Датчики температуры H&B Sensors Pt100	шт.	4	42 500	195500
Датчики уровня MT2000	шт.	2	64 100	147430
Преобразователь частоты Honeywell SmartDrive Compact	шт.	1	154 000	177100
Запорно-регулирующая арматура КШТВ 25-50нж	шт.	3	147 000	507150
Неполноповоротный электропривод AUMA SG05	шт.	3	132 000	475200
Итого:				1991830

### 3.3.2 Расчет затрат на специальное оборудование

В данной статье расхода включаются затраты на приобретение специализированного программного обеспечения для программирования ПЛК фирмы GE Fanuc Series 90-30. В таблице 6 приведен расчет бюджета затрат на приобретение программного обеспечения для проведения научных работ:

Таблица 6 – Расчет бюджета затрат на приобретения ПО

Наименование	Количество единиц, шт.	Цена единицы оборудования, руб.	Общая стоимость, руб.
Genesis32	1	22 500	22500
итого:			22500

### 3.3.3 Основная заработная плата исполнителей темы

В настоящую статью включается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников, участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок. В состав основной заработной платы включается премия,

выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20 –30 % от тарифа или оклада. Расчет основной заработной платы сводится в таблицу.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}}$$

Где  $Z_{\text{м}}$  – месячный должностной оклад работника, руб.;

$M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб. дня  $M = 11,2$  месяца, 5-дневная неделя;

$F_{\text{д}}$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

Зарплата рассчитывалась на основе окладов ТПУ.

Руководитель – Ассистент ОАР ТПУ;

Инженер – УВП ТПУ.

Расчет основной заработной платы приведен в таблице 7.

Таблица 7 – Основная заработная плата

Исполнитель и	Тарифная заработная плата, руб	Районный коэффициент, %	Месячный должностной оклад работника, руб	Среднедневная заработная плата, руб	Продолжительность работ, дней	Заработная плата основная, руб
Руководите ль	21760	30	28288	1282, 69	29,9	38352,5 7
Инженер	9489	30	12335,7	559,3 5	60,9	34064,5 1
Итого:						72417,0 8

### 3.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Отчисления во внебюджетные фонды составляет 30%.

Таблица 8 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб
Руководитель проекта	38352,57
Инженер	34064,51

Коэффициент отчисления во внебюджетные фонды, %	30,00
Итого:	21725,13

### 3.3.5 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (1991830 + 22500 + 72417,08 + 21725,12) \cdot 0,15 = 316270,83$$

$$Z_{\text{накл}} = (1991830 + 22500 + 72417,08 + 21725,12) \cdot 0,15 = 316270,83 \text{ руб.}$$

Где 0,15 - коэффициент, учитывающий накладные расходы.

### 3.3.6 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект приведен в таблице 9.

Таблица 9 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.
1. Материальные затраты	1991830
2. Затраты на специальное оборудование	22500
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	72417,08
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	21725,12
5. Отчисления во внебюджетные фонды	316270,83
6. Накладные расходы	2424743,03
<b>7. Бюджет затрат НТИ</b>	<b>1991830</b>

## 3.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его

нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования. Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется:

$$I_{финр}^{исп.i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{max}},$$

где  $I_{финр}^{исп.i}$  – интегральный финансовый показатель разработки;

$\Phi_{pi}$  – стоимость  $i$ -го варианта исполнения;

$\Phi_{max}$  – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы, но больше нуля).

Так как разработка имеет одно исполнение, то

$$I_{финр}^p = \frac{\Phi_p}{\Phi_{max}} = \frac{2424743,03}{2700000} = 0,89;$$

В работе рассмотрены аналоги:

Аналог 1 – существующая система АСУ ТП, спроектированная компанией АО «Томская нефть. Система АСУ ТП разработана на базе оборудования ОВЕН и SCADA Trace Mode;

Аналог 2 – спроектированная система АСУ ТП компанией ПАО «Газпром». Система АСУ ТП разработана на базе промышленного оборудования Siemens с применением SCADA Step7.

Смета бюджетов для рассмотренных аналогов представлена в таблице 10.

Таблица 10 – Смета бюджетов НТИ в сравнении с аналогами

	Проектируемая АСУ ТП	Аналог 1	Аналог 2
Бюджет затрат	2424743,03	2500000	2700000

Для аналогов соответственно:

$$I_{фина1}^{a1} = \frac{\Phi_{a1}}{\Phi_{max}} = \frac{2500000}{2700000} = 0,93; I_{фина1}^{a2} = \frac{\Phi_{a1}}{\Phi_{max}} = \frac{2700000}{2700000} = 1;$$

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i,$$

где  $I_{pi}$  – интегральный показатель ресурсоэффективности для  $i$ -го варианта исполнения разработки;

$a_i$  – весовой коэффициент  $i$ -го варианта исполнения разработки;

$b_i^a, b_i^p$  – бальная оценка  $i$ -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

$n$  – число параметров сравнения.

Расчёт интегрального показателя ресурсоэффективности представлен ниже.

Таблица 11 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

ПО Критерии	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Аналог 1	Аналог 2
1.Повышение роста производительности труда	0,25	5	4	5

пользователя				
2. Удобство в эксплуатации	0,15	4	4	5
3. Надёжность	0,25	4	3	4
4. Экономичность	0,25	5	4	5
5. Помехоустойчивость	0,1	5	4	4
ИТОГО	1	4,6	3,75	4,65

$$I_{\text{тп}} = 5 \cdot 0,25 + 4 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,25 + 5 \cdot 0,25 + 5 \cdot 0,1 = 4,6;$$

$$\text{Аналог 1} = 4 \cdot 0,25 + 4 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,25 + 4 \cdot 0,25 + 4 \cdot 0,1 = 3,75;$$

$$\text{Аналог 2} = 5 \cdot 0,25 + 5 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,25 + 5 \cdot 0,25 + 4 \cdot 0,1 = 4,65.$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ( $I_{\text{финр}}^p$ ) и аналога ( $I_{\text{финаi}}^{ai}$ ) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{\text{финр}}^p = \frac{I_m^p}{I_{\text{финр}}^p}; I_{\text{финаi}}^{ai} = \frac{I_m^{ai}}{I_{\text{финаi}}^{ai}};$$

В результате:

$$I_{\text{финр}}^p = \frac{I_m^p}{I_{\text{финр}}^p} = \frac{4,6}{0,89} = 5,17; I_{\text{фина1}}^{a1} = \frac{I_m^{a1}}{I_{\text{фина1}}^{a1}} = \frac{3,75}{0,93} = 4,03; I_{\text{фина2}}^{a2} = \frac{I_m^{a2}}{I_{\text{фина2}}^{a2}} = \frac{4,65}{1} = 4,65.$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность проекта.

Сравнительная эффективность проекта:

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{финр}}^p}{I_{\text{финаi}}^{ai}}$$

Результат вычисления сравнительной эффективности проекта и сравнительная эффективность анализа представлены в таблице 3.13.

Таблица 14 – Сравнительная эффективность разработки

№	Показатели	Разработка	Аналог 1	Аналог 2
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,89	0,93	1

2	Интегральный показатель ресурсоэффективностиразработки	4,6	3,75	4,65
3	Интегральный показатель эффективности	5,17	4,03	4,65
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	–	1,28	1,11

Таким образом, основываясь на определении ресурсосберегающей, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования, проведя необходимый сравнительный анализ, можно сделать вывод о превосходстве выполненной разработки над аналогами.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-8ТЗ1	Шиповалов Александр Александрович

Школа	ИШИТР	Отделение	ОАР
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	АТПП

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»

:

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)</li> <li>– опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)</li> <li>– негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)</li> <li>– чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)</li> </ul>	<p>Рабочей зоной является площадка со стабилизационной колонной нефти. Технологический процесс представляет собой автоматическое управление и контроль основных параметров УКПН. Здание, в котором находится диспетчерская, расположено на территории УКПН. На производительность труда инженера-исследователя, находящегося на рабочем месте, могут влиять следующие вредные производственные факторы: отклонение показателей микроклимата от нормы, недостаточная освещенность рабочей зоны, повышенный уровень шумов. Кроме того, работник может подвергаться действию опасных факторов: поражение электрическим током, возникновение пожаров в результате короткого замыкания. Негативное воздействие на окружающую среду в процессе работы практически отсутствует. Наиболее вероятно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного характера в результате производственных аварий и пожаров.</p>
<p>2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. СанПиН 2.2.4.548 – 96</li> <li>2. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278</li> <li>3. СП 52.13330.2011</li> <li>4. СН 2.2.4/2.1.8.562 – 96</li> <li>5. СанПиН 2.2.2/2.4.1340</li> <li>6. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197</li> <li>7. ГОСТ 12.1.004–91 ССБТ</li> <li>8. СНиП 2.11.03–93</li> <li>9. СНиП 2.04.05 – 91</li> </ol>

### Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем –</li> </ul>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Повышенный уровень шумов</li> </ol>
--	---



<i>индивидуальные защитные средства)</i>		
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</li> <li>– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</li> </ul>		<p>1. Электробезопасность.</p> <p>2. Пожаровзрывобезопасность</p>
<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– защита селитебной зоны</li> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>		<p>Воздействие на литосферу, гидросферу не происходит. Воздействие на атмосферу происходит в результате выбросов углеводородов, связанных с технологическим процессом</p>
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС на объекте;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</li> </ul>		<p>Возможные ЧС на объекте: производственные аварии, пожары и возгорания, разлив нефти, взрыв.</p>
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</li> </ul>		<p>Рабочее место должно соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.032-78.</p>
<b>Перечень графического материала:</b>		
<p>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</p>		

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ИШХБМТ	Невский Егор Сергеевич			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-8Т31	Шиповалов Александр Александрович		

#### **4 Социальная ответственность**

Одной из важнейших задач по сохранению производительности труда и экономической эффективности производства является организация и улучшение условий труда на рабочем месте. Необходимые показатели в этой области достигаются соблюдением законодательных актов и соответствующих им социально-экономических, технических, гигиенических и организационных мероприятий, обеспечивающих безопасность, сохранение здоровья и работоспособности человека в процессе труда.

В ВКР рассматривается установка стабилизации нефти (УСН) на площадке установки комплексной подготовки нефти (УКПН). Ролью обслуживающего персонала становится наблюдение за работой оборудования, настройкой и наладкой аппаратуры.

В данном разделе выпускной квалификационной работы дается характеристика рабочему месту и рабочей зоны. Проанализированы опасные и вредные факторы труда, а также разработан комплекс мероприятий, снижающий негативное воздействие проектируемой деятельности на работников, общество и окружающую среду.

## **4.1 Анализ вредных факторов**

### **4.1.1 Повышенный уровень шума**

Повышенный уровень шума на рабочих местах отнесен к группе физических опасных и вредных производственных факторов. Шум неблагоприятно действуют на организм человека, вызывают головную боль, под его влиянием развивается раздражительность, снижается внимание, замедляются сенсомоторные реакции, повышаются, а при чрезвычайно интенсивном действии понижаются возбудительные процессы в коре головного мозга. Воздействие шума повышает пороги слышимости звуковых сигналов, снижает остроту зрения и нарушает нормальное цветоощущение. Работа в условиях шума может привести к появлению гипертонической или гипотонической болезни, развитию профессиональных заболеваний – тугоухости и глухоте.

При выполнении работ на рабочих местах в помещениях цехового управленческого аппарата, в рабочих комнатах конторских помещениях предельно допустимое звуковое давление равно 75 дБА [1. СН 2.2.4/2.1.8.562 – 96].

Нормирование уровней шума в производственных условиях осуществляется в соответствии с СП 51.13330.2011 [2].

Характеристикой постоянного шума на рабочих местах являются уровни звукового давления в дБ в октавных полосах со среднегеометрическими частотами 31.5, 63, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000, 8000 Гц. Допустимым уровнем звукового давления в октавных полосах частот, уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочем месте следует принимать данные из таблицы 15 (Допустимые уровни звукового давления).

Таблица 15 – Допустимые уровни звукового давления

Назначение помещений или территорий	Уровни звукового давления (эквивалентные уровни звукового давления), дБ, в октавных полосах частот со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровень звука $L_A$ , (эквивалентный уровень звука $L_{A_{эв}}$ ), дБА	Максимальный уровень звука, $L_{A_{макс}}$ , дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000		
Рабочие помещения административно-управленческого персонала производственных предприятий, лабораторий, помещения для измерительных и аналитических работ	96	83	74	68	63	60	57	55	54	65	75

До модернизации на рабочем месте установки стабилизации нефти уровень шума достигал не более 55 дБ. Основными источниками шума являлись электроклапана и задвижки с электроприводом. После модернизации установки стабилизации нефти уровень шума снизился до 50 дБ, это связано с более современным оборудованием, в которых задвижки и клапана с электроприводами имеют пониженный уровень шума.

Для защиты от шума на рабочем месте в цехе установки стабилизации нефти не требуются специальных защитных средств.

## 4.2 Анализ опасных факторов

### 4.2.1 Электробезопасность

Опасное и вредное воздействие на людей электрического тока электрической дуги и электромагнитных полей проявляются в виде электротравм и профессиональных заболеваний. Степень опасного и вредного воздействия на человека электрического тока, электрической дуги и электромагнитных полей зависит от:

– рода и величины напряжения и тока;

- частоты электрического тока;
- пути тока через тело человека;
- продолжительности воздействия электрического тока и электромагнитного поля на организм человека;
- условий внешней среды [3. Гост Р 12.1.019 – 2009].

После модернизации установки стабилизации нефти добавился, также заменился ряд электрических приборов. Большую часть из них составляют измерительные приборы, исполнительные механизмы такие как реле, задвижки с электроприводами.

Все вышеописанные приборы работают от постоянного тока, с напряжением 24 В, относительная влажность воздуха 50%, средняя температура около 24°C.

Для данных электроприборов никаких дополнительных средств электрозащиты не требуется, т. к. при низковольтном напряжении 24 В, вероятность поражения током маловероятна. Для гашения дуги исполнительных реле, были подобраны реле со встроенным дугогасительным устройством.

Контроллерное оборудование, исполнительные нагревательные элементы работают от сети переменного напряжения 220 В и частотой 50 Гц. Данное оборудование подключено через распределительный шкаф. Данное оборудование является потенциальными источниками опасности поражения человека электрическим током. При осмотре, работе, наладке этого оборудования возможен удар током при соприкосновении с токоведущими частями оборудования.

Для обеспечения безопасности в данном случае необходимо установить защитные барьеры или ограждения вблизи от распределительного шкафа. Поставить табличку «Опасно. Высокое напряжение».

Для обеспечения защиты от случайного прикосновения к токоведущим частям необходима изоляция токоведущих частей, установлено защитное отключение, защитное заземление и зануление [3. Гост Р 12.1.019 – 2009].

### **4.3 Экологическая безопасность**

При добыче нефти на поверхность вместе с ней извлекается большое количество пластовой высокоминерализованной воды.

Извлеченную на поверхность пластовую воду отделяют путем отстоя от нефти и закачивают снова в пласт через нагнетательные или специально пробуренные поглощающие скважины. Нефтяной газ, содержащий  $H_2S$  и  $CO_2$ , идет на сжигание на факел или на собственные нужды, то есть в печь.

В целях защиты атмосферного воздуха от загрязнения, сброс газа с ППК предусматривается через дренажную емкость на факел для сжигания.

С целью охраны водоемов от попадания загрязненных стоков, все промышленные стоки направляются по системе трубопроводов на очистные сооружения с последующей подачей их в систему поддержки пластового давления.

По охране окружающей среды проведены мероприятия:

- Максимальная герметизация производственного процесса;
- Сокращено прямоточное водоснабжение за счет использования аппаратов воздушного охлаждения для продуктов стабилизации нефти;
- Направление не сконденсировавшихся газов стабилизации в систему газосбора или в дренажные емкости;
- Осадки, после зачистки резервуаров и грунт с нефтепродуктами вывозятся в места, согласованные с санитарной инспекцией, для нейтрализации и дальнейшего закапывания;
- Замазученная ветошь, тряпки собираются и сжигаются за территорией установки, в местах, согласованных с пожарным надзором

### **4.4 Безопасность в ЧС**

Пожар – это неконтролируемое горение вне специального очага [5. ГОСТ 12.1.004–91 ССБТ. Пожарная безопасность]. Пожары на предприятиях и

в быту приносят значительный материальный ущерб, поэтому пожарной безопасности уделяют особое внимание.

К основным причинам пожаров на нефтебазах можно отнести следующие:

- переполнение при наливке резервуара, что приводит к предельной концентрации взрывоопасной смеси под верхней крышей резервуара;
- короткие замыкания в цепях систем автоматики;
- нагрев резервуаров в летний период, особенно в районах с жарким климатом;
- несоблюдение правил пожарной безопасности на территории нефтебаз (курение и т. п.).

Пожарная безопасность установки комплексной подготовки нефти (УКПН) в соответствии с требованиями [4. СНиП 2.11.03–93 «Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы».] должна обеспечиваться за счет:

- предотвращения разлива и растекания нефти;
- предотвращения образования на территории УКПН горючей паровоздушной среды и предотвращение образования в горючей среде источников зажигания;
- противоаварийной защиты, способной предотвратить аварийный выход нефти из резервуаров, оборудования, трубопроводов;
- организационных мероприятий по подготовке персонала, обслуживающего УКПН, к предупреждению, локализации и ликвидации аварий, аварийных утечек, а также пожаров и загораний.

Как известно, горение нефти и нефтепродуктов происходит на поверхности самой жидкости. Основными огнетушащими веществами являются пенные составы, имеющие меньшую с нефтепродуктами плотность, покрывающие поверхность горящей жидкости и блокирующие поступление кислорода в среду горения.

Все производственные помещения УКПН относятся к категории А, степень огнестойкости здания I. Стены изготовлены из железобетона, кирпича, предел огнестойкости зданий и несущих конструкций 2 часа.

На случай возникновения пожара предусмотрено по два эвакуационных выхода из каждого здания, шириной не менее 1 метра и высотой не менее 2 метров. Для тушения пожара применяются первичные средства тушения пожара: ящики с песком, кошма, пенные огнетушители ОХП – 10, ОХП – 15, ОВГ – 100 и ОУ – 2, ОУ – 8, которые находятся на каждой установке и в зданиях у выхода.

УКПН оборудован лафетными стояками, системами пожарного водопровода. При пожаре включаются противопожарные насосные станции. Наружная установка по периметру оснащена пеногенераторными стояками, системами паротушения.

Мероприятия по предупреждению пожара:

- электрооборудование взрывозащищенного исполнения;
- напряжение для переносного электроинструмента и освещение не более 42В;
- систематическая проверка исправности заземления;
- герметизация технологического оборудования.

После модернизации установки стабилизации нефти добавилось электрооборудование, которое потенциально повышает вероятность воспламенения. В связи с этим все датчики были подобраны со взрывобезопасным исполнением, дополнительно были заказаны искробезопасные цепи. Дополнительных первичных средств пожаротушения не требуется.

#### **4.5 Особенности законодательного регулирования проектных решений**

Государственный надзор и контроль в организациях независимо от организационно-правовых форм и форм собственности осуществляют



специально уполномоченные на то государственные органы и инспекции в соответствии с федеральными законами.

Согласно в условиях непрерывного производства нет возможности использовать режим рабочего времени по пяти– или шестидневной рабочей неделе. По этой причине применяются графики сменности, обеспечивающие непрерывное обслуживание производственного процесса, работу персонала сменами постоянной продолжительности, регулярные выходные дни для каждой бригады, постоянный состав бригад и переход из одной смены в другую после дня отдыха по графику. На объекте применяется четырех-бригадный график сменности. При этом ежесуточно работают три бригады, каждая в своей смене, а одна бригада отдыхает. При составлении графиков сменности учитывается положение ст. 110 ТК [6] о предоставлении работникам еженедельного непрерывного отдыха продолжительностью не менее 42 часов.

Государственный надзор и контроль в организациях независимо от организационно–правовых форм и форм собственности осуществляют специально уполномоченные на то государственные органы и инспекции в соответствии с федеральными законами.

К таким органам относятся:

- Федеральная инспекция труда;
- Государственная экспертиза условий труда Федеральная служба по труду и занятости населения (Минтруда России Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору (Госгортехнадзор, Госэнергонадзор, Госатомнадзор России)).
- Федеральная служба по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека (Госсанэпиднадзор России) и др.

Так же в стране функционирует Единая государственная система предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций, положение о которой утверждено Постановлением Правительства Российской Федерации, в соответствии с которым, система объединяет органы управления, силы и средства.

Список нормативных документов:

1. СН 2.2.4/2.1.8.562 – 96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки. Санитарные нормы устанавливают классификацию шумов; нормируемые параметры и предельно допустимые уровни шума на рабочих местах, допустимые уровни шума в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки.

2. СП 51.13330.2011. Защита от шума. Настоящий свод правил устанавливает нормы допустимого шума на территориях и в помещениях зданий различного назначения, порядок проведения акустических расчетов по оценке шумового режима на этих территориях и в помещениях зданий, порядок выбора и применения различных методов и средств для снижения расчетных или фактических уровней шума до требований санитарных норм, а также содержит указания по обеспечению в помещениях специального назначения оптимального акустического качества с точки зрения их функционального назначения.

3. Гост Р 12.1.019 – 2009. Электробезопасность. Настоящий стандарт относится к группе стандартов, регламентирующих требования электробезопасности электроустановок производственного и бытового назначения на стадиях проектирования, изготовления, монтажа, наладки, испытаний и эксплуатации.

4. СНиП 2.11.03–93 «Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы». Настоящие нормы распространяются на склады нефти и нефтепродуктов и устанавливают противопожарные требования к ним.

5. ГОСТ 12.1.004–91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования. Настоящий стандарт устанавливает общие требования пожарной безопасности к объектам защиты различного назначения на всех стадиях их жизненного цикла.

6. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197–ФЗ. Регулирует все отношения, возникающие в процессе трудовой деятельности между ее участниками.

## **Заключение**

В результате выполненной работы была модернизирована автоматизированная система установки стабилизации нефти.

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы были изучены особенности технологического процесса работы УСН. Были разработаны структурная и функциональная схемы автоматизации установки стабилизации нефти, позволяющие определить состав необходимого оборудования и количество каналов передачи данных и сигналов. Был произведён выбор комплекса аппаратно-технических средств реализации АС, а именно были подобраны ПЛК (Honeywell MasterLogic ML200), датчики давления (Honeywell STD830), датчик температуры (H&B Sensors Pt100), уровнемер МТ2000), преобразователь частоты (Honeywell SmartDrive Compact), регулирующие клапаны с электроприводом АУМА SG05.

В рамках данного проекта была разработана автоматизированная система установки стабилизации нефти. Был изучен технологический процесс комплексной подготовки нефти, разработали структурную схему и функциональную схему автоматизации стабилизационной колонны, определили состав необходимого для реализации АС оборудования. Был исследован рынок российских промышленных датчиков.

Также была разработана схема внешних проводок, благодаря которой в случае отказа системы существует возможность оперативно найти неисправности и легко их устранить. Для управления технологическим оборудованием и сбором данных были разработаны алгоритмы пуска/остановка технологического оборудования и управления сбором данных.

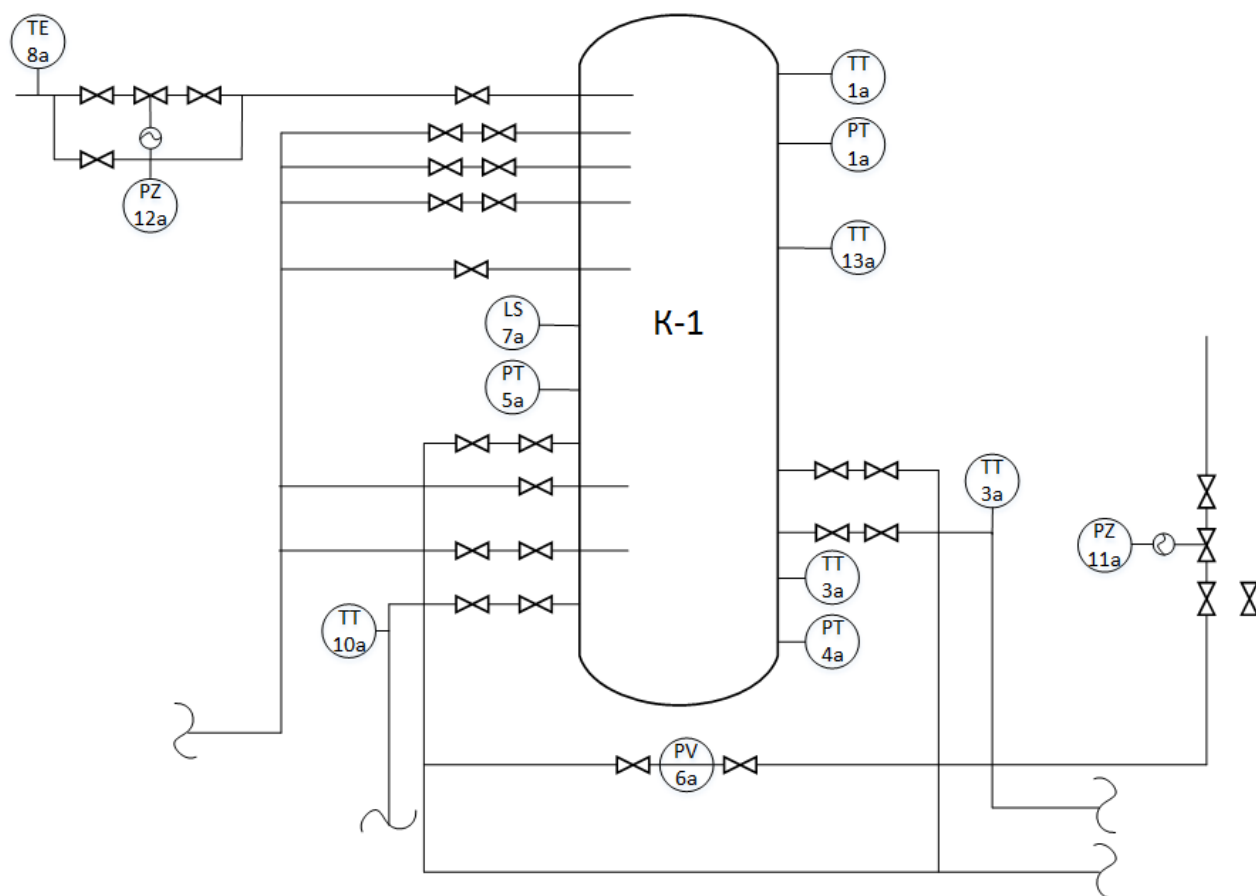
Таким образом, модернизированная САУ установки стабилизации нефти не только удовлетворяет текущим требованиям к системе автоматизации, но и имеет высокую гибкость, позволяющую улучшать данную САУ в соответствии с возрастающими в течение всего срока эксплуатации требованиями.

## **Список используемых источников**

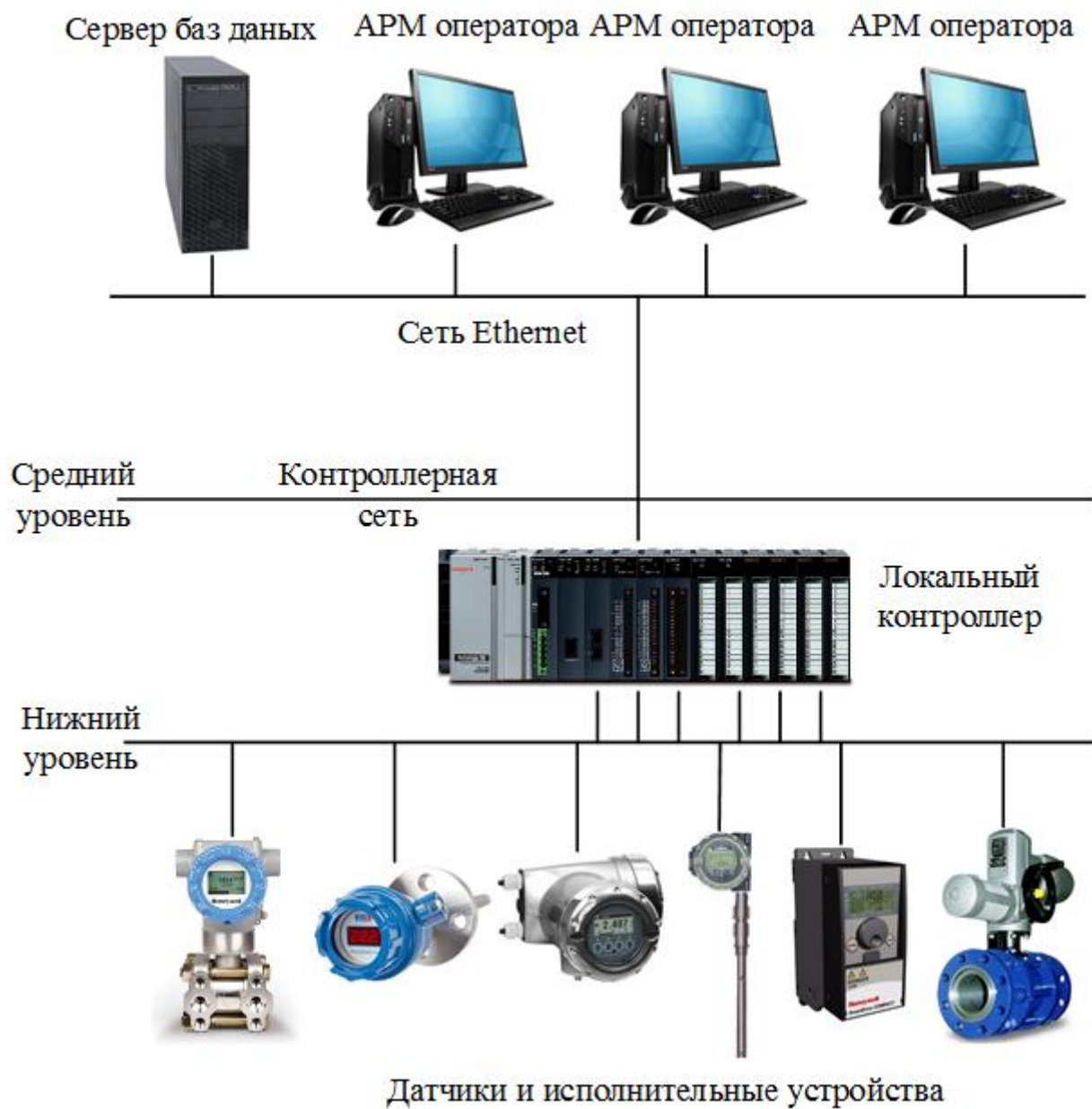
1. Громаков Е. И., Проектирование автоматизированных систем. Курсовое проектирование: учебно-методическое пособие: Томский политехнический университет. — Томск, 2009.
2. Ключев А. С., Глазов Б. В., Дубровский А. Х., Ключев А. А.; под ред. А.С. Ключева. Проектирование систем автоматизации технологических процессов: справочное пособие. 2-е изд., перераб. и доп. — М.: Энергоатомиздат, 1990. — 464 с.
3. Комиссарчик В.Ф. Автоматическое регулирование технологических процессов: учебное пособие. Тверь 2001. — 247 с.
4. ГОСТ 21.408-93 Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов М.: Издательство стандартов, 1995.— 44с.
5. Разработка графических решений проектов СДКУ с учетом требований промышленной эргономики. Альбом типовых экранных форм СДКУ. ОАО «АК Транснефть». — 197 с.
6. Комягин А. Ф., Автоматизация производственных процессов и АСУ ТП газонефтепроводов. Ленинград, 1983. — 376 с.
7. Попович Н. Г., Ковальчук А. В., Красовский Е. П., Автоматизация производственных процессов и установок. — К.: Вицашк. Головное изд-во, 1986. — 311с.
8. СН 2.2.4/2.1.8.562 — 96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки.
9. СП 51.13330.2011. Защита от шума.
10. Гост Р 12.1.019 — 2009. Электробезопасность.
11. СНиП 2.11.03–93 «Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы».
12. ГОСТ 12.1.004–91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.

13. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197–ФЗ.

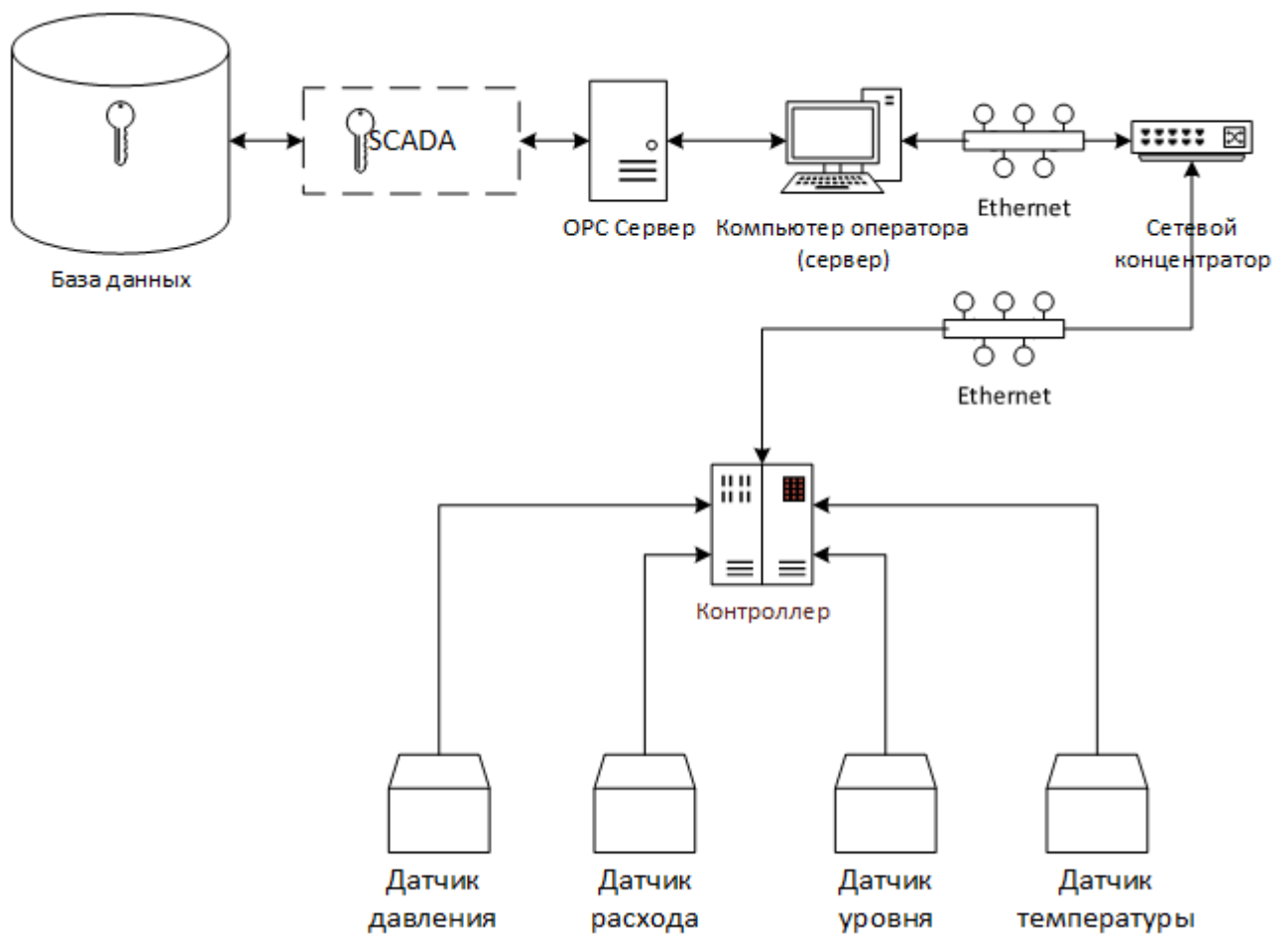
## Приложение А



## Приложение Б

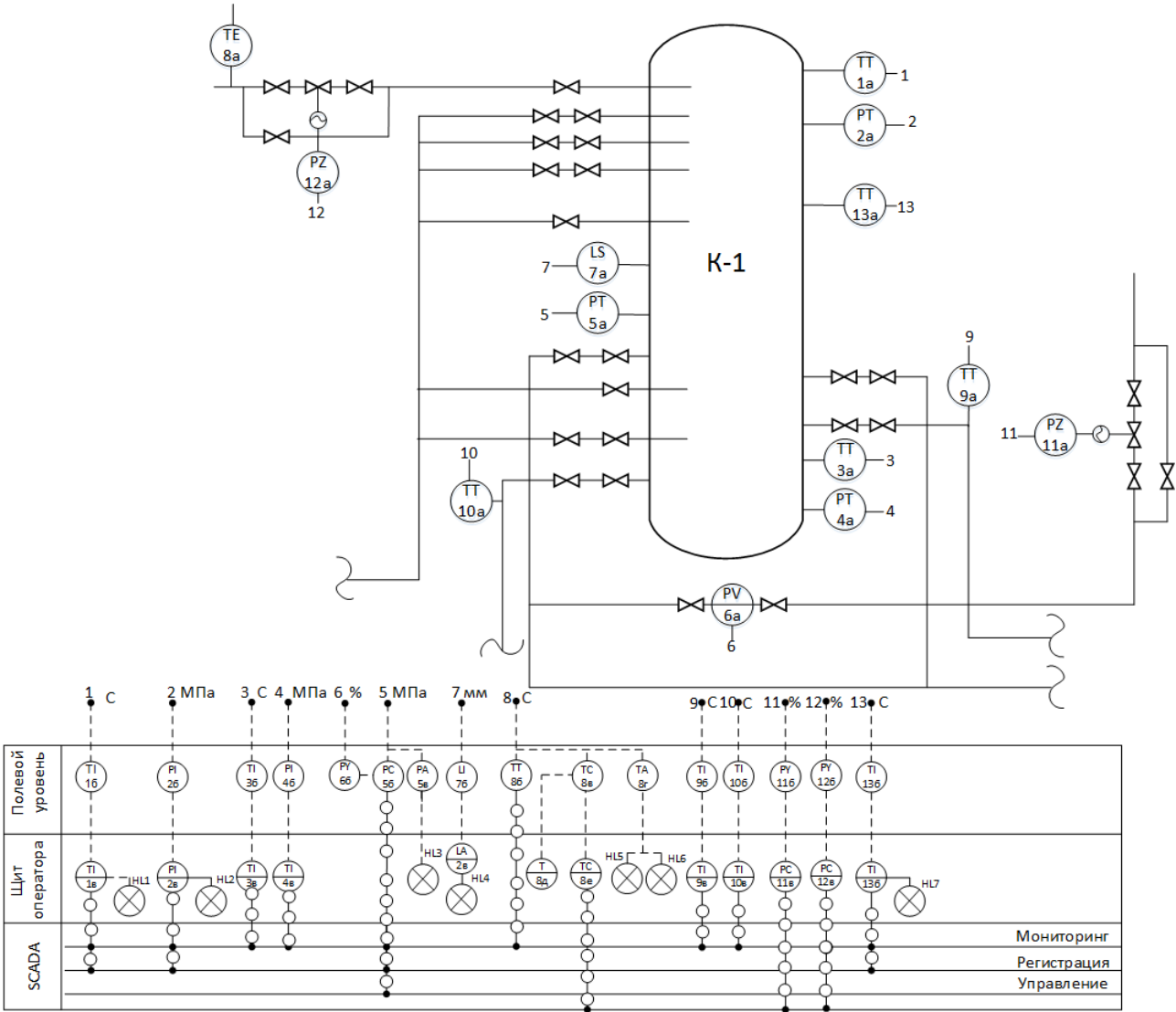


## Приложение В

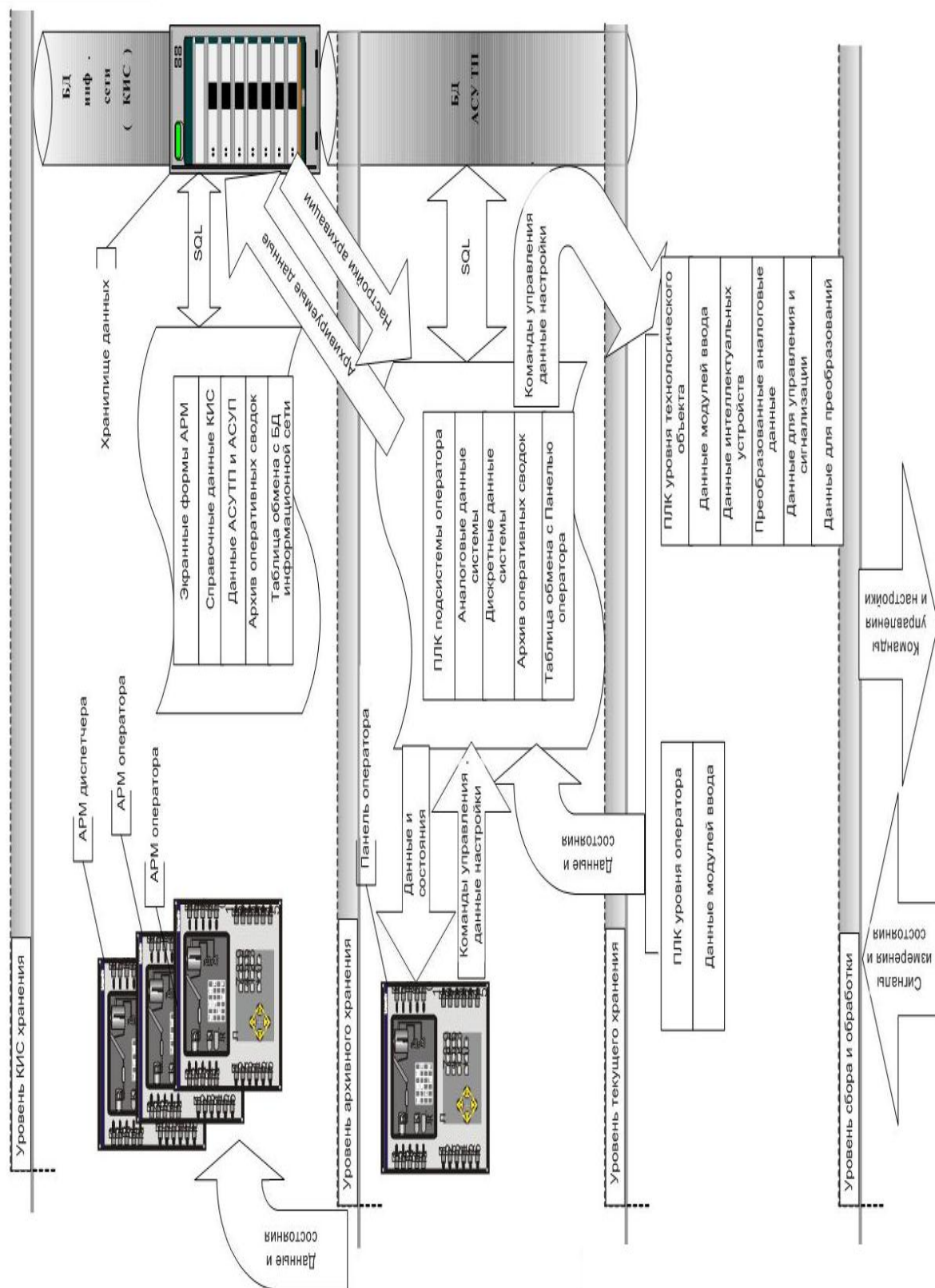




Приложение Г



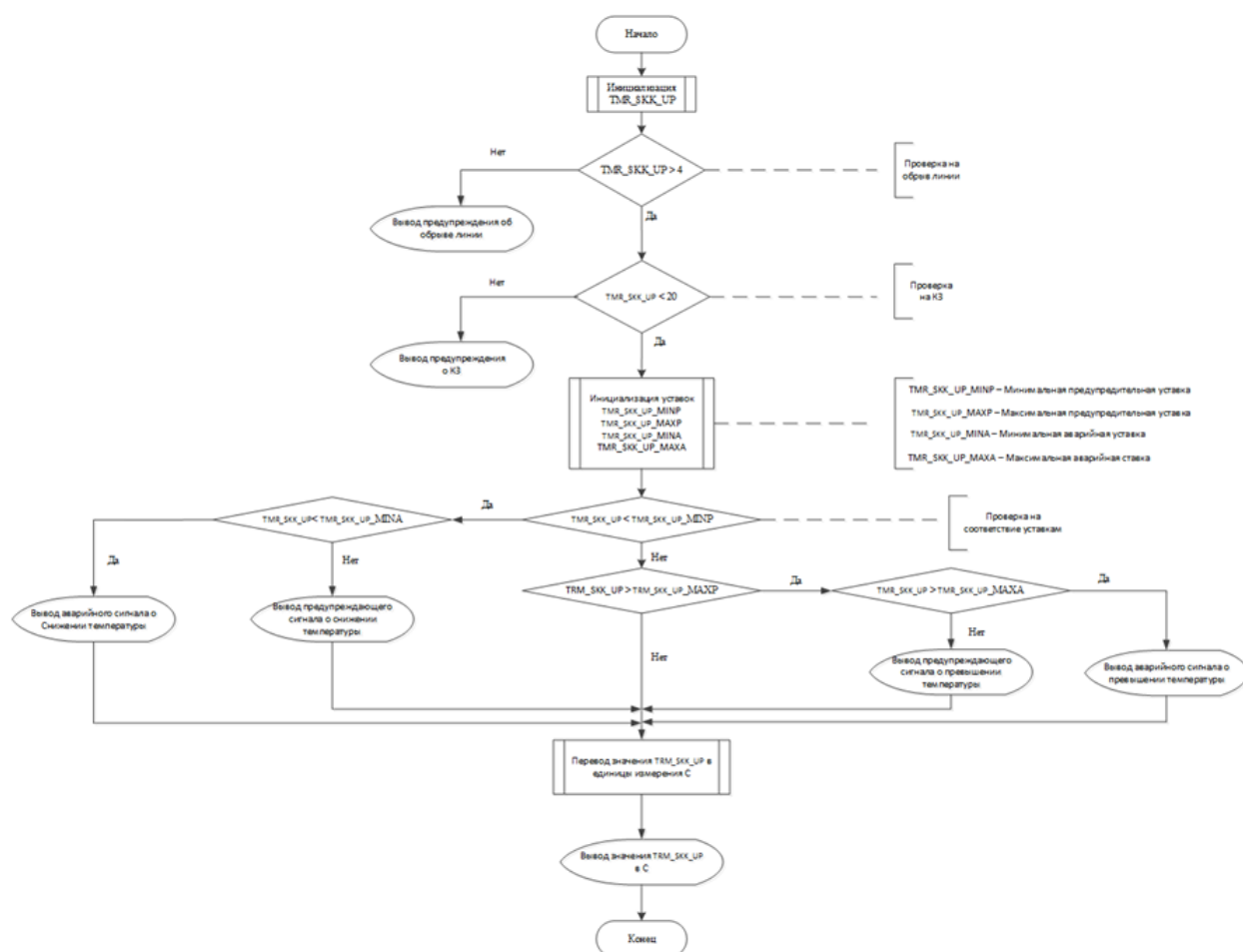
## Приложение Д



## Приложение Е

Наименование сигнала	Идентификатор сигнала	Диапазон измерения	Единица измерения	Тип сигнала	Технологические уставки			
					Предупредительные		Аварийные	
					min	max	min	max
Температура в верхней части стабилизационной колонны, точка 1	TMR_SKK_UP	0...200	°C	4-20 мА	-	-	+	+
Давление в верхней части стабилизационной колонны, точка 2	DVL_SKK_UP	0...2,5	МПа	4-20 мА	-	-	+	+
Температура в нижней части стабилизационной колонны, точка 3	TMR_SKK_DOWN	0...200	°C	4-20 мА	-	-	-	-
Давление в нижней части стабилизационной колонны, точка 4	DVL_SKK_DOWN	0...2,5	МПа	4-20 мА	-	-	-	-
Давление нефти в стабилизационной колонны, точка 5	DVL_SKK_OILL	0... 2,5	МПа	4-20 мА	-	-	+	+
Регулирование клапана расхода пресной воды, точка 6	PZC_PRES	0...100	%	4-20 мА	-	-	-	-
Уровень РПН в стабилизационной колонны, точка 7	URN_SKK_RAST	0,44...4	м	4-20 мА	-	-	-	-
Температура орошения стабилизационной колонны, точка 8	TMR_SKK_OROS	0...200	°C	4-20 мА	-	-	+	+
Температура в 1 зоне питания стабилизационной колонны, точка 9, 10	TMR_SKK_ZONA	0...200	°C	4-20 мА	+	+	+	+
Регулирование клапана подачи воды, точка 11	PZC_AQVA	0...100	%	4-20 мА	-	-	-	-
Регулирование клапана орошения, точка 12	PZC_OROS	0...100	%	4-20 мА	-	-	-	-
Температура контрольных тарелок стабилизационной колонны, точка 13	TMR_KTR	0...200	°C	4-20 мА	-	-	+	+

## Приложение Ж



## Приложение 3

